

# Studio per un'analisi delle necessità infrastrutturali del mercato GNL in Italia

*(Supporto alle Strutture Regionali competenti per lo sviluppo delle attività previste dal progetto SIGNAL, Dgr di affidamento n. 1145 del 30.12.2020)*

28/02/2021

## ALLEGATO 1: Lo sviluppo del GNL nell'area di cooperazione francese del Mediterraneo

**Committente:**  
Regione Liguria

**Prestatori:**

IIC – Istituto Internazionale delle Comunicazioni, capofila  
Tim10 S.r.l.  
Università degli Studi di Udine  
AMP solutions S.r.l.



**UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI UDINE**



*Indice:*

**ALLEGATO 1: Lo sviluppo del GNL nell’area di cooperazione francese del Mediterraneo ..... 1**  
**1.1 Lo sviluppo del GNL nell’area di cooperazione francese del Mediterraneo ..... 3**  
**1.2 I progetti di transizione energetica dei porti della rada di Tolone ..... 6**

## 1.1 Lo sviluppo del GNL nell'area di cooperazione francese del Mediterraneo

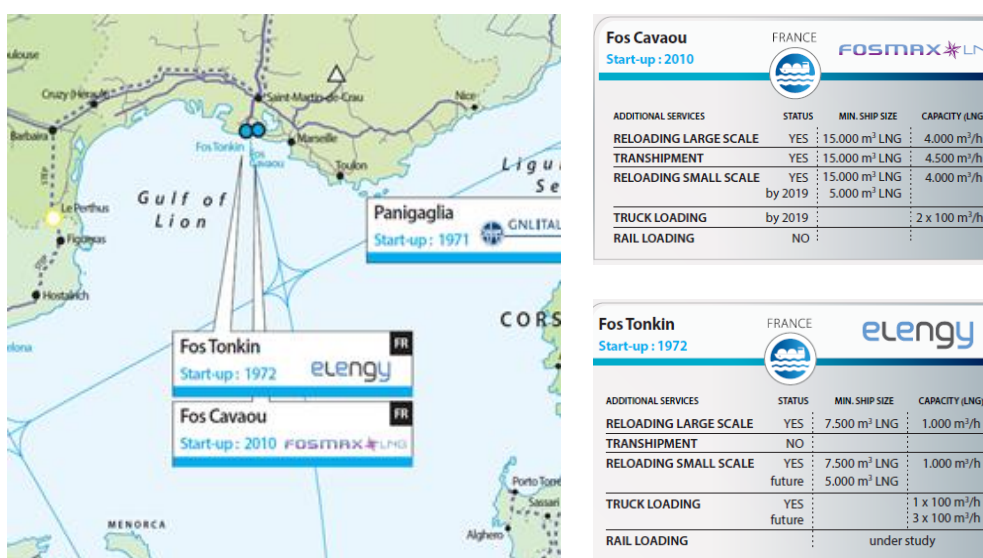
Per quanto riguarda l'area di Cooperazione e Mediterranea, di maggior interesse ai fini della complementarità con la rete GNL tirreno-ligure, a Marsiglia-Fos-sur-Mer sono in funzione due terminali di import e rigassificazione: Fos Tonkin e Fos Cavaou entrambi gestiti dalla società Elengy (che inoltre gestisce il terminale di Montoir-de-Bretagne sulla costa atlantica).

In particolare Fosmax LNG sta attualmente esaminando la possibilità di aumentare la capacità operativa per soddisfare la domanda potenziale dei clienti e di contribuire in modo più efficace alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale in Francia e in Europa. Ciò implicherebbe la costruzione di uno o due serbatoi di stoccaggio aggiuntivi, raddoppiando la capacità di *send-out* della struttura a 16,5 Gm<sup>3</sup>/anno.

Le caratteristiche principali del terminal di Fos Cavaou, uno dei principali *HUB* nel mercato francese e tra i primi in Europa, sono di seguito riassunte:

- estensione su un'area di 80 ettari;
- capacità di rigassificazione di 8,25 miliardi di m<sup>3</sup> annui;
- capacità di stoccaggio combinata di 330.000 m<sup>3</sup> di GNL con tre serbatoi da 110.000 m<sup>3</sup>;
- capacità minima/massima metaniere ricevibili: 15.000/270.000 m<sup>3</sup>;
- profondità minima: 15 m.

Figura 1: i servizi offerti dai terminali GNL francesi nel Mediterraneo



Fonte: GIE Europe

Elengy ha già sviluppato un servizio per il caricamento di autocisterne e ISO container nei suoi terminal, disponibile su prenotazione. Il servizio di *truck reloading* consente il caricamento simultaneo fino a 4 autocisterne con tubazioni criogeniche flessibili.

In relazione allo sviluppo del mercato per i servizi Small Scale destinati al trasporto su gomma, si noti come, allo stato attuale, oltre a essere il fornitore di LNG Total Marine Fuels Global, Marsiglia-Fos è attualmente il principale punto di rifornimento via autocisterna per il mercato italiano di GNL.

Lato mare, l'impianto di Fos Tonkin offre già servizi di carico bettoline fino a 7.500m<sup>3</sup>. Entro il 2021, Elengy ha intenzione di estendere le attività di bunkeraggio del terminale garantendo la fornitura di GNL ad almeno 100 unità. Fosmax LNG ha poi avviato un progetto di modifica della banchina che consentirà al terminal di Fos Cavaou di ospitare metaniere di capacità inferiore ai 20.000 metri cubi che dopo essersi approvvigionate a Fos Cavaou potranno svolgere le loro operazioni di bunkeraggio di GNL nel porto di Marsiglia-Fos e in altri siti nel Mediterraneo, rifornendo navi portacontainer, navi da crociera o traghetti alimentati a GNL.

Complessivamente è previsto un investimento di circa 3 milioni di euro, finanziati per il 30% dall'Unione Europea, che consentirà le seguenti modifiche:

- l'adattamento dei bracci di carico per consentire il collegamento di navi più piccole
- nuovi sistemi di ormeggio sul molo per accogliere navi da 100 metri o più di lunghezza
- dispositivi d'imbarco modificati per tenere conto della minore altezza del ponte delle navi a GNL small scale
- l'installazione di una valvola di controllo su un secondo braccio di carico per la sicurezza delle operazioni di carico
- L'acquisto di bracci di carico di riserva per poter assicurare continuità del servizio durante la fase manutentiva anche in caso di malfunzionamento/guasti
- Gli ampliamenti permetteranno di rifornire in sicurezza circa 50 *small scale tankers* all'anno (circa una alla settimana).

Tabella 1: I servizi offerti dai terminali GNL francesi nel Mediterraneo – servizi per il mercato primario e secondario

Compagnia		Elengy	Fosmax LNG
Localizzazione impianto		Fos Tonkin	Fos Cavaou
<b>Servizi standard</b>	Unloading	x	x
	Operational Storage	x	x
	Regasification & send-out	x	x
<b>Servizi aggiuntivi</b>	Wobbe Index / GCV Correction	x	x
	Odourisation	x	x
	Additional Storage		x
	Additional Send-Out		x
	Capacity pooling	x	x
	LNG Inventory Transfer	x	x
	Reloading (large scale ship)		x
	Transshipment berth to berth		
	Cooling down	x	x
	Gassing up		x
Nitrogen Inerting			
<b>Mercato secondario</b>	Regasification Capacity	x	x
	Storage Capacity		x
	Berthing / Unloading Rights	x	x
	Combination of Berthing, Storage and Regasification	x	x

Fonte: GIE Europe

Tabella 2: Specifiche dei servizi offerti dai terminali GNL francesi nel Mediterraneo – servizi di Small Scale LNG

Compagnia		Elengy	Elengy
Localizzazione impianto		Montoir de Bretagne	Fos Tonkin
<b>Servizio di Reloading</b>		si	si
Dimensione minima della nave (m <sup>3</sup> LNG)		20.000	7.500
Capacità: (LNG) m <sup>3</sup> /h		4.000	1.000
2019	No.	1	-
	m <sup>3</sup> LNG	140.000	-
<b>Servizio di Transshipment</b>		yes	no
Dimensione minima della nave (m <sup>3</sup> LNG)		20.000	In fase di studio
Capacità: (LNG) m <sup>3</sup> /h		14.000	
2019	No.	21	
	m <sup>3</sup> LNG	3.405.000	
<b>Servizio di Small-scale ship loadings</b>		si	si
Dimensione minima della nave (m <sup>3</sup> LNG)		20.000	7.500
Commento		<5 000 in analisi	<5 000 in analisi
Capacità: (LNG) m <sup>3</sup> /h		4.000	1.000
2019	No.	-	-
	m <sup>3</sup> LNG	-	-
<b>Truck loading</b>		si	si
Capacità: n. slots/gg**		18 (1 baie)	34 (2 baie)
commento		In analisi un aumento	In analisi un aumento
2019	N.	2.289	5.955
	m <sup>3</sup> LNG	103.800	244.000
<b>Servizio di Rail loading</b>		no	no
Commento		In fase di studio	In fase di studio

\*\*Truck Loading: capacità espresso in numero di slots per giorno

Fonte: GIE Europe

Il nuovo servizio rinforzerà l'hub GNL di Fos Cavaou, che può ospitare lo scarico di navi metaniere *extra large* (tipo Q-Max) fino a 265.000 metri cubi di capacità.

Dal punto di vista tecnico, il servizio di ricarica di bettoline avviene con una velocità di carico di circa 4,000 m<sup>3</sup> all'ora, e permette il completamento di un ciclo di ricarica standard in circa 48 ore.

Per quanto concerne il costo delle operazioni di reloading, in base a una delibera adottata dalla Commissione Francese per la Regolamentazione dell'Energia (CRE) relativamente alle tariffe<sup>1</sup> di accesso delle micro-metaniere presso il Porto di Fos Cavou, il prezzo di accesso per il servizio di ricarica GNL è infatti pari al massimo tra il prezzo fisso di 50.000 Euro e il prezzo calcolato in base a una tariffa di 1,5 € / MWh per la quantità di carico.

<sup>1</sup> La tariffa è stata approvata sulla base di una previsione di 40 caricamenti all'anno previsti da Elengy una volta avviato il servizio, nel periodo tariffario 2019-2023 fissato dalla CRE per il servizio di reloading small scale.

## 1.2 I progetti di transizione energetica dei porti della rada di Tolone

La politica energetica del GNL attuata nel VAR rappresenta un mattone fondamentale all'interno di una strategia globale gestita dai porti della Rada di Tolone che punta a sviluppare un mix energetico orientato alla transizione energetica verso un sistema marittimo-portuale maggiormente ecosostenibile. L'identificazione delle leve di promozione e la sinergia di tutti i progetti realizzati sul territorio sono le fasi chiave di questo successo. Le iniziative sopra elencate per la Rada di Tolone sono fortemente collegate al **cluster GNL** e al Piano d'azioni per la riduzione delle emissioni marittime (PAREM) e costituiscono, ciascuno a modo suo, delle leve per la promozione del GNL, a livello locale ma anche per l'intera area di cooperazione:

- **Il PAREM** costituisce una serie di misure attuate dal porto di Tolone per migliorare la qualità dell'aria nell'area portuale. Il suo scopo è quello di riunire tutti gli attori economici del porto nella stessa dinamica di transizione ad alta efficienza energetica e costituisce quindi una leva per la promozione locale del GNL.
- **Il cluster GNL** consente al porto di Tolone e all'area di cooperazione di definire la migliore strategia tenendo conto dei vincoli di ciascun porto. La promozione del GNL e la transizione energetica del settore marittimo nel suo insieme sono realizzate attraverso azioni di informazione ed eventi di diffusione dei risultati capitalizzati attraverso i vari studi condotti da ciascuno dei partner. La formazione del cluster consente una correlazione dei risultati e una sinergia, che ovviamente costituisce un'ottima leva di promozione a livello dell'area di cooperazione.

Lo sviluppo del GNL come carburante marittimo al fine di minimizzare le emissioni generate dall'attività marittima e portuale è una delle azioni chiave previste dal Piano di azioni per la riduzione delle emissioni marittime. Inoltre, oggi, il porto di Tolone incoraggia gli armatori a sostituire i carburanti tradizionali, offrendo agli armatori un abbattimento delle tasse portuali del 10% per qualsiasi nave "green", ossia per le navi che riducono le emissioni inquinanti durante lo stazionamento nel porto.

Attualmente i porti della Rada di Tolone stanno già lavorando ad una soluzione di approvvigionamento di GNL per le navi. La presenza dei due terminali GNL di Fos sur Mer (Fos Tonkin e Fos Cavaou) nelle vicinanze rappresenta in questo senso un vantaggio significativo per lo sviluppo di una strategia di fornitura di GNL per il comparto small scale destinato ai trasporti.

La strategia adottata si basa su due strategie principali:

- In una prima fase, il porto potrà essere rifornito da camion attraverso operazioni truck-to-ship, per rifornire le navi di medio-piccole dimensioni (es. traghetti alimentati a GNL).
- Quando la domanda sarà più consistente (numerosi traghetti e navi da crociera), la soluzione prevista dal porto di Tolone è la fornitura di GNL sotto forma di container criogenici, trasportati da Fos sur Mer al porto di Brégaillon (La Seyne sur Mer) via treno e quindi trasferiti su una chiatta mobile, che potrà spostarsi in tutto il porto.

Il porto di Tolone sta attualmente conducendo studi tecnici e normativi per essere in grado di sviluppare l'infrastruttura di approvvigionamento e svolgere operazioni di bunkeraggio. Questo lavoro viene svolto in stretta collaborazione con la società Elengy, gestionario del terminale GNL di Fos sur Mer e con l'AFG (Associazione francese del gas) e in particolare la sua piattaforma GNL marittima e fluviale, che supporta il Porto.

Tuttavia, essendo Tolone un porto militare, si noti che i parametri e le procedure di sicurezza da attuare sono rafforzati rispetto ad un porto commerciale tradizionale. La semplice sosta nel porto, vista la presenza della portaerei Charles de Gaulle e di altre navi militari, richiede uno studio specifico. Il principale cliente interessato, Corsica Ferries, ha già avviato studi tecnici ed economici per l'acquisto di una nuova nave a GNL,

ma deve attendere l'autorizzazione della Marina francese prima di ordinarla. Anche se le procedure sono lunghe e laboriose, la dinamica della transizione energetica tramite GNL è quindi realmente avviata nel porto di Tolone.

Per quanto riguarda l'impatto della riduzione dell'inquinamento acustico generato dall'utilizzo del GNL in porto, questo sarà oggetto di studio nell'ambito del progetto europeo TRIPL0, di cui la CCIV è partner, dove si utilizzeranno i dati derivanti da 8 sensori installati in aree vicine alle abitazioni (operazione effettuata a Tolone e La Seyne sur Mer).

Un ulteriore asse di ricerca nell'area di cooperazione è la **produzione di biometano** a partire dai rifiuti al fine di diffondere l'uso del gas "verde" come combustibile sul territorio. A livello locale il biogas viene prodotto a partire dai fanghi dell'impianto di trattamento di Reyran a Fréjus, nel VAR e successivamente (dal 2019) il biometano risultante viene immesso nella rete. Un ulteriore progetto prevede la produzione di biometano dall'impianto di trattamento delle acque reflue dell'Almanarre a Hyères.

## COMPONENTE T.3

# Studio per un'analisi delle necessità infrastrutturali del mercato GNL in Italia

*(Supporto alle Strutture Regionali competenti per lo sviluppo delle attività previste dal progetto SIGNAL, Dgr di affidamento n. 1145 del 30.12.2020)*

28/02/2021

**Committente:**  
Regione Liguria

**Prestatori:**

IIC – Istituto Internazionale delle Comunicazioni, capofila  
Tim10 S.r.l.  
Università degli Studi di Udine  
AMP solutions S.r.l.



**UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI UDINE**





## Indice

<b>1. Analisi delle infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo portuale a livello nazionale</b> .....	6
1.1. <i>Esame degli investimenti infrastrutturali in fase di costruzione /autorizzazione /programmazione</i> 8	
1.2. <i>Aggiornamento della mappa degli investimenti infrastrutturali a seguito di nuove iniziative imprenditoriali di carattere privato o PPP nei porti italiani</i> .....	12
1.3. <i>Mappatura delle soluzioni di bunkering di tipo STS (bunker ships)</i> .....	21
1.4. <i>Analisi delle strategie energetiche e ambientali rivolte alla soluzione GNL in ambito portuale mediante l'esame dei DEASP</i> .....	25
<b>2. Pianificazione e sviluppo di un modello di rete integrata del GNL in ambito marittimo portuale a livello nazionale: modelli hub&amp;spoke, catchment areas e strutture di costo per i sistemi di approvvigionamento, stoccaggio e bunkering di GNL</b> .....	39
2.1. <i>Verso lo sviluppo di un network infrastrutturale per il GNL in ambito marittimo portuale: profili introduttivi e metodologici</i> .....	42
2.2. <i>Pianificazione e sviluppo della rete marittima nazionale per il GNL: modello “Hub&amp;Spoke” e profili metodologici rilevanti</i> .....	46
2.3. <i>Stima del raggio di influenza geografico dei porti Hub sulla base dei vincoli tecnico-operativi</i>	49
2.4. <i>Stima del raggio di influenza dei porti Hub sulla base dei costi logistici relativi alla catena di approvvigionamento del GNL con soluzioni Ship-to-Ship (STS)</i> .....	58
2.5. <i>Mappatura delle catchment areas degli attesi sistemi di offerta di storage e bunkering di GNL in modalità STS</i> .....	74
2.6. <i>Ricognizione e aggiornamento degli investimenti infrastrutturali connessi alla rete di distribuzione del GNL/GNC a livello terrestre</i> .....	78
<b>3. Verifica della capacità attuale e prospettiva del sistema infrastrutturale nazionale di far fronte al livello atteso della domanda</b> .....	81
3.1. <i>Stima della domanda marittima di GNL nei porti italiani nell'orizzonte temporale 2021-2030: Aspetti introduttivi e profili metodologici</i> .....	81
3.1.1. <i>Dataset relativo alla flotta LNG-propelled mondiale</i> .....	84
3.1.2. <i>Composizione della flotta LNG area mediterraneo</i> .....	93
3.1.3. <i>Processo di stima delle miglia annue di navigazione e dei consumi miglia</i> .....	97
3.1.4. <i>Processo di stima dei consumi miglia</i> .....	103
3.1.5. <i>Stima della domanda marittima della flotta GNL attesa a livello nazionale (2021-2030)</i> .....	104
3.2. <i>Stima della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL riferita al sistema portuale nazionale (anni: 2021-2030)</i> .....	109
3.3. <i>Stima della ripartizione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL tra i diversi porti italiani (anni: 2021-2030)</i> .....	112
3.4. <i>Verifica della capacità attuale e prospettiva del sistema infrastrutturale nazionale di far fronte al livello atteso della domanda</i> .....	116
<b>4. Studio dei protocolli elaborati o in corso di elaborazione funzionali a regolare il corretto svolgimento delle diverse operations per il bunkering di GNL in differenti configurazioni</b> .....	120
4.1. <i>Introduzione</i> .....	120
4.2. <i>Descrizione del documento “Regolamento per il Bunkeraggio di GNL alle navi da passeggeri nel porto della Spezia”</i> .....	122

<b>4.3. Norme e principi di carattere generale.....</b>	<b>123</b>
<b>4.4. Norme di carattere specifico, valide per il contesto del porto della Spezia. ....</b>	<b>125</b>
<b>4.5. Caso studio: Civitavecchia – AIDA Perla – procedura Truck-to-ship.....</b>	<b>126</b>
4.5.1. Caratteristiche principali dell’operazione di fuelling GNL.....	126
4.5.2. Procedure di bunkering e requisiti. ....	127
4.5.3. Checklist-Procedure truck-to-ship.....	128
4.5.4. Risultanze. ....	129
<b>4.6. Conclusioni e considerazioni finali.....</b>	<b>135</b>
<b>5. Identificazione di possibili incentivi e altre forme di intervento pubblico funzionali a stimolare la realizzazione delle infrastrutture per il GNL in ambito marittimo portuale e l’impiego presso gli armatori di questa forma di propulsione navale .....</b>	<b>136</b>
<b>5.1. Sviluppo di PPP (public-private partnership) a supporto delle infrastrutture per il GNL.....</b>	<b>136</b>
<b>5.2. Certificati “green” e incentivi fiscali per il GNL. ....</b>	<b>140</b>
<b>5.3. Contributi a fondo perduto, contributi in conto esercizio, erogazione di finanziamenti a tasso agevolato e altre forme di finanziamento per investimenti in tecnologie “green”. ....</b>	<b>143</b>
<b>5.4. Incentivi all’impiego del GNL come forma di propulsione marittima o e allo sviluppo di una flotta veicolare terrestre a GNL.....</b>	<b>156</b>
<b>5.5 Profili conclusivi .....</b>	<b>159</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>166</b>

## **Appendice 1: Lo sviluppo del GNL nell’area di cooperazione francese del Mediterraneo**

### **Indice delle Figure**

Figura 1: evoluzione dell’entry market dei depositi SSLNG nazionali e della capacità d’offerta di stoccaggio GNL della rete dei depositi SSLNG nazione (migliaia m <sup>3</sup> ) .....	11
Figura 2: Mappa regionale delle infrastrutture di deposito SSGNL .....	12
Figura 3: soluzioni di bunkering GNL progettate per i depositi costieri SSLNG nazionali.....	21
Figura 4. “Supply chain” tradizionale del gas naturale liquefatto (GNL).....	42
Figura 5. “Supply chain” Small Scale del gas naturale liquefatto (GNL) .....	43
Figura 6. Profili metodologici per la definizione del conceptual framework per la progettazione della rete marittima nazionale per lo SSLNG.....	48
Figura 7. Step relativi alla FASE I della metodologia per definire il modello concettuale per lo sviluppo di una logistica integrata nazionale del GNL: stima del raggio d’influenza geografico dei porti Hub nazionali	50
Figura 8. Porti nazionali TEN-T core e comprehensive (tonnellate movimentate al 2019).....	51
Figura 9: Porti nazionali Hub e Spoke (cbm annui di capacità di stoccaggio al 2025).....	52
Figura 10: Step relativi alla FASE II della metodologia per definire il modello concettuale per lo sviluppo di una logistica integrata nazionale del GNL: stima del raggio d’influenza dei porti Hub sulla base dei costi logistici e di approvvigionamento del GNL. ....	60
Figura 11: “Catchment areas” dei depositi SSLNG nazionali, anno 2025 .....	78
Figura 12: Localizzazione distributori stradali GNL .....	79
Figura 13: Serbatoio GNL Voghera e Tortona.....	79
Figura 14. Procedura di mappatura della domanda marittima di servizi di bunkering richiesti dalla flotta navale alimentata a GNL.....	82

Figura 15. Rappresentazione grafica delle attività di ricerca (steps) oggetto del processo metodologico di stima della domanda marittima di GNL nell'area nazionale.....	84
Figura 16. Ship type code: categorie navali .....	85
Figura 17. Categorizzazione dello ship type code 2 .....	88
Figura 18. Categorizzazione dello ship type code 3 .....	89
Figura 19. Deployment delle navi alimentate a GNL operative al 2021.....	94
Figura 20. Deployment delle navi alimentate a GNL in ordine dal periodo 2020-2027.....	94
Figura 21. Navi alimentate a GNL operative e in ordine impiegate nell'area MED. ....	95
Figura 22. Distribuzione temporale dei nuovi ordini di navi alimentate a GNL con prossimo impiego nell'area MED (2002-2027). ....	97
Figura 23. Riassunto della metodologia di stima dell'impiego annuo in termini di miglia navigate per le navi alimentate a GNL di linea e tramp.....	101
Figura 24. Velocità di crociera e scenari di impiego miglia annue delle navi tramp LNG-propelled nell'area MED. ....	102
Figura 25. Domanda marittima di LNG relativa all'area MED, cbm annui.....	107
Figura 26. Traffico navale 2019 dei principali paesi del mediterraneo.....	109
Figura 27. Domanda di servizi di bunkering richiesti, in cbm annui, a livello nazionale dalle navi "LNG propelled".....	110
Figura 28. Distribuzione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL sui diversi porti Hub nazionali nello scenario "low growth" (dati in cbm) .....	114
Figura 29. Distribuzione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL sui diversi porti Hub nazionali nello scenario "base" (dati in cbm).....	114
Figura 30. Distribuzione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL sui diversi porti Hub nazionali nello scenario "high growth" (dati in cbm).....	115
Figura 31. Ipotesi di scenari relativi a domanda di GNL e relativi servizi di offerta e tassi d'utilizzazione della capacità.....	119
Figura 32. Il metodo di una PPP: la ripartizione delle responsabilità e dei rischi fra settore pubblico e privato .....	138
Figura 33: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) e media di finanziamento % .....	150
Figura 34: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per settore e tipologia .....	151
Figura 35: Porti che hanno definito incentivi sulla base dell'indice ESI.....	159

## ***Indice delle Tabelle***

Tabella 1: Status nazionale dei progetti di depositi SSGNL .....	9
Tabella 2: Profili tecnici/operativi delle unità navali bettoline GNL con possibile impiego spot a livello nazionale .....	22
Tabella 3: Profili tecnici/operativi delle bettoline GNL previste per l'impiego dedicato ai depositi SSLNG nazionali.....	23
Tabella 4: Profili tecnici/operativi della Metaniera "Ravenna Knutsen" impiegata per il rifornimento dei depositi SSLNG nazionali.....	24
Tabella 5: fattori di equivalenza indicati dalle Linee Guida per la stima delle tonnellate di CO <sub>2</sub> equivalente	28
Tabella 6: analisi del case study relativo al retrofit GNL dei natanti del porto di Ravenna.....	30
Tabella 7: riduzioni di CO <sub>2</sub> e indicatore costi-efficacia dell'opzione di retrofit GNL dei natanti del porto di Ravenna.....	30
Tabella 8: stima della riduzione di emissioni di inquinanti nel passaggio dall'utilizzo di HFO a GNL.....	31
Tabella 9: quantificazione economica della mancata emissione di CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , PM <sub>2.5</sub> .....	31
Tabella 10: Quadro sinottico degli interventi in ambito GNL individuati dai DEASP delle Autorità di Sistema Portuale nazionali .....	32

Tabella 11. Lista dei porti nazionali TEN-T "core" e "comprehensive" .....	51
Tabella 12. Capacità di carico massima effettiva (80%) delle SSLNG bunkering ship di cui si ipotizza l'utilizzo in relazione a ciascun porto Hub incluso nella rete.....	54
Tabella 13. Frequenza annuale e settimanale per ogni progetto di deposito SSLNG nazionale, in hp. massima utilizzazione della capacità annua di stoccaggio di questi .....	55
Tabella 14. Stima dei tempi delle fasi di tipo "portuale" delle diverse tipologie navali bettolina (small-mid-large size) .....	56
Tabella 15. Giorni di navigazioni e giorni per espletamento delle operazioni portuali relativi alle diverse tipologie di SSLNG bunkering ships (small-mid-large size), in hp. massima utilizzazione della capacità annua di stoccaggio.....	57
Tabella 16. Raggio d'influenza geografico dei porti Hub nazionali in ipotesi di massima utilizzazione della capacità annua di stoccaggio dei depositi di SSLNG.....	57
Tabella 17. Matrice delle distanze geografiche dei porti Hub & Spoke nazionali, costruita nel rispetto del raggio d'influenza dei porti Hub basato sui profili tecnici e operativi.....	59
Tabella 18. Miglia annue massime di navigazione relative alle diverse categorie di SSLNG Bunkering Ships (Small-Mid-Large size, hp. massimo utilizzo). .....	62
Tabella 19. Stima delle componenti di costo OPEX e Noleggio dei Costi logistici di distribuzione/rifornimento di GNL: costi annui e costi annui per miglia. ....	63
Tabella 20: dati tecnico-operativi alla base della stima del costo miglia del carburante delle navi bettoline .	64
Tabella 21. Costo logistico di viaggio annuo e costo logistico di viaggio annuo per miglia; in via semplificativa costo annuo del combustibile e del costo per miglio del combustibile in relazione alle diverse tipologie di SSLNG bunkering ship attese al servizio dell'approvvigionamento dei depositi di SSLNG. ....	67
Tabella 22. Costi annui logistici per miglia delle diverse tipologie bettolina attese al servizio dell'approvvigionamento dei progetti di deposito SSLNG nazionali (hp. Sistema distributivo semplificato). .....	67
Tabella 23. Struttura dimensionale stimata del sistema di approvvigionamento marittimo nazionale del GNL (valori stimati per analogia in rosso).....	68
Tabella 24. Frequenze annue, settimanali e giornaliere relative alle operazioni di approvvigionamento condotte nell'ambito dei depositi di SSLNG, in ipotesi di massima utilizzazione della capacità di stoccaggio annua.....	69
Tabella 25. Tempi delle operazioni portuali per l'approvvigionamento delle diverse tipologie metaniere SSLNG.....	69
Tabella 26. Miglia massime di navigazione annue dei diversi tipi di SSLNG Gas Carrier asservite ai depositi SSLNG.....	70
Tabella 27. Stima delle componenti di costo dei Costi logistici di approvvigionamento, valori annui e annui per miglia delle diverse tipologie metaniera (hp. Sistema d'approvvigionamento semplificato).....	71
Tabella 28. Costi annui logistici per miglia delle diverse tipologie di SSLNG Gas Carrier a servizio dell'approvvigionamento dei depositi di SSLNG.....	71
Tabella 29. Costi totali annui logistici per miglia dei progetti di deposito SSLNG nazionali.....	72
Tabella 30. Raggio d'influenza effettivo dei porti Hub per la rete marittima nazionale GNL in base ai costi logistici di approvvigionamento e distribuzione dei depositi SSLNG. ....	73
Tabella 31: "Catchment areas" dei depositi SSLNG nazionali, anni 2021 e 2022 (dati espressi in euro) .....	74
Tabella 32: "Catchment areas" dei depositi SSLNG nazionali, anno 2023 (dati espressi in euro) .....	75
Tabella 33: "Catchment areas" dei depositi SSLNG nazionali, anno 2024 (dati espressi in euro) .....	76
Tabella 34: "Catchment areas" dei depositi SSLNG nazionali, anno 2025 (dati espressi in euro) .....	77
Tabella 35. Itinerario geografico, miglia itinerario, frequenza settimanale e annua delle navi di linea LNG-propelled impiegate nell'area MED.....	99
Tabella 36. Analisi scenari low, base, high: giorni di navigazione delle navi tramp alimentate a GNL su base macro-segmentazione della tipologia navale.....	100
Tabella 37. Analisi scenari low, base, high: giorni di navigazione delle navi tramp alimentate a GNL su base micro-segmentazione della tipologia navale .....	100

Tabella 38. Dati LLOYD consumo per miglio (cbm) per le principali categorie navali alimentate a GNL. .	103
Tabella 39. Esempio di stima dei consumi per miglio in tons. ....	104
Tabella 40. Crescita dimensionale base deadweight (dwt) delle tipologie navali cargo alimentate a GNL...	106
Tabella 41. CAGR di crescita della flotta europea alimentata a GNL (dati in dwt) applicati alla crescita prevista della domanda marittima di GNL dal periodo 2027-2030, navi cargo. ....	106
Tabella 42. Crescita dimensionale base Gross tonnage (GT) delle tipologie navali passenger (incl. Containership) alimentate a GNL. ....	106
Tabella 43. CAGR di crescita della flotta europea alimentata a GNL (dati in “GT”) applicati alla crescita prevista della domanda marittima di GNL dal periodo 2027-2030, navi passenger.....	106
Tabella 44. Stime della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL in cbm annui a livello MED (2021-2030).....	108
Tabella 45. Ripartizione della domanda portuale di bunkering di GNL rivolta ai porti nazionali per scenario (cbm annui). ....	113
Tabella 46. Scenari di domanda marittima di GNL (dati in migliaia di cbm).....	117
Tabella 47. Scenari di domanda terrestre di GNL (dati in migliaia di cbm) .....	118
Tabella 48. Scenario low-base-high dell'offerta di capacità annua dei progetti di deposito SSLNG nazionali, dati in migliaia cbm .....	118
Tabella 49. Principali prescrizioni della checklist per la procedura truck-to-ship.....	129
Tabella 50. Procedura tipo di emergenza nave alimentata a GNL - Categoria Generale – Operazioni GNL	132
Tabella 51. Procedura tipo di emergenza nave alimentata a GNL - Categoria Generale – Operazioni in banchina .....	133
Tabella 52. Procedura tipo di emergenza nave alimentata a GNL - Categoria Generale – Altri incidenti a bordo nave.....	134
Tabella 53. Assetti proprietari delle società per la realizzazione e la gestione di infrastrutture per il bunkering di GNL in ambito marittimo portuale .....	139
Tabella 54. Coefficienti di conversione in certificati verdi .....	141
Tabella 55. GNL come forma di propulsione navale: riduzione delle emissioni atmosferiche .....	142
Tabella 56. Interventi di efficienza energetica incentivabili mediante il meccanismo dei Certificati Bianchi .....	143
Tabella 57: Costi totali di investimento e contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall’Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) .....	148
Tabella 58: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall’Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) e per settore.....	149
Tabella 59: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall’Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) e per tipologia .....	149
Tabella 60: Principali progetti nazionali cofinanziati dall’Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF .....	153
Tabella 61. Modello svedese dei “fairway” dues differenziati.....	157
Tabella 62. Quadro sintetico delle diverse opportunità di supporto e incentivazione pubblica allo sviluppo della rete GNL in ambito marittimo portuale .....	160

## 1. Analisi delle infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo portuale a livello nazionale

In un mondo sempre più energivoro, i vari paesi stanno affrontando la difficile sfida di rendere eco-sostenibili le proprie produzioni e sistemi economici.

Negli ultimi anni si è infatti parlato molto di sistemi economici “green”, con ciò intendendo un modello teorico di sviluppo economico che prenda in considerazione l’attività produttiva valutandone sia i benefici derivanti dalla crescita, sia l’impatto ambientale provocato dall’attività di trasformazione delle materie prime.

Si tratta quindi di un tipo di economia che considera non solo la produzione intesa come massimizzazione della produttività, ma anche l’impatto che detta produzione avrà sull’ambiente, in modo da non pesare in maniera eccessiva sullo status del pianeta.

Nell’ambito dei settori della logistica e dei trasporti, con la trasposizione della Direttiva AFI<sup>1</sup> (*Alternative fuels Directive*) e la definizione, nel 2015, del piano strategico nazionale sui combustibili alternativi, si è dato un forte impulso alla realizzazione di nuove installazioni per la produzione, lo stoccaggio, la movimentazione e l’impiego del gas naturale liquefatto (GNL o LNG, dall’inglese liquefied natural gas), fonte di energia “green” che si attende andare a sostituire entro il 2040 a parte dei combustibili fossili odierni.

Negli ultimi anni si sono consolidate sempre più le dichiarazioni di impegno e le azioni da parte delle amministrazioni pubbliche centrali e locali, dei soggetti privati e degli stakeholders di settore per adottare iniziative per la realizzazione di centri di stoccaggio e redistribuzione di tipo SSLNG, Small Scale Liquefied Natural Gas, nonché norme per la realizzazione di stazioni di rifornimento (o bunkering nel caso si parli di infrastrutture marittime) di GNL, in tutto il territorio nazionale, anche al fine di ridurre l’impatto ambientale dei motori diesel nel trasporto via mare e su strada, nonché di ridurre i costi di gestione per gli utilizzatori di motori diesel e per sviluppare l’uso del GNL.

La notevole crescita negli ultimi anni dell’interesse e degli investimenti in progetti di realizzazione di depositi costieri di GNL sia a livello nazionale che internazionale è stato frutto di un coordinamento legislativo tra le diverse economie mondiali, che punta a raggiungere tre obiettivi cardine:

- ✓ La diversificazione della fornitura di gas e l’integrazione e potenziamento della catena di approvvigionamento e distribuzione del GNL, al fine di evitare interruzioni della “supply chain”.
- ✓ La riduzione degli impatti ambientali grazie all’utilizzo di combustibili “green” o tecnologie abilitanti (Marpol Annex VI<sup>2</sup>).
- ✓ L’efficientamento della produzione elettrica grazie all’utilizzo di impianti di tipo cogenerativo e tri-generativo alimentati attraverso il gas naturale che utilizzano tale combustibile, permettendo la produzione congiunta ad alta efficienza di energia elettrica e calore.

La sfida all’economia “green” è perciò obiettivo odierno e il nostro Paese si è fortemente attivato per incentivare l’infrastrutturazione e capillarizzazione della rete GNL del Paese ai fini di conformarsi ai nuovi

---

<sup>1</sup> Direttiva 2014/94/EU, del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sullo sviluppo dell’infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), il cui principale adempimento previsto, per il settore del GNL, da recepire entro il 18 novembre del 2016, era l’adozione da parte di ciascun paese membro di un Quadro strategico nazionale con l’obiettivo per il settore marittimo dello sviluppo di una rete europea di punti di rifornimento per le navi che includesse terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne, e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio, e per il settore del trasporto terrestre pesante l’obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra i depositi intermedi e le stazioni di rifornimento per i camion.

<sup>2</sup> L’Allegato VI della Convenzione Marpol dell’IMO ha stabilito che a partire dal 1° gennaio 2020 il limite di tenore di zolfo nei combustibili marittimi in aree non Seca (Sulphur emission control areas) è dello 0.50% m/m. Tale normativa, in base allo studio in materia pubblicato da Dnv GI, ha coinvolto più di 70 mila navi, comportando notevoli costi per gli armatori ed un grande investimento per la continua ricerca di nuove tecnologie.

obiettivi di sostenibilità ambientale mondiali, concentrandosi dapprima sui nodi logistici fondamentali della “supply chain” del GNL: i depositi costieri SSLNG e le stazioni di bunkering di GNL.

Tuttavia, se si guarda alla situazione di fatto attuale, mentre sul lato dell’infrastrutturazione della rete di distribuzione del GNL terrestre si sono fatti molti passi in avanti e l’Italia rientra tra i paesi Europei con il più alto numero di punti di rifornimento per il GNL destinati ai mezzi stradali, sul lato dell’infrastrutturazione della rete GNL portuale si scontano importanti ritardi rispetto ai principali Paesi e competitors europei.

Il nostro Paese sconta un particolare ritardo anche alla luce dell’implementazione dei requisiti previsti dalla Direttiva AFI, la quale prevede che, attraverso i rispettivi Quadri Strategici Nazionali, gli Stati Membri assicurino che entro il 31 dicembre 2025 venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T (“Trans-European Transport Network”<sup>3</sup>) e, entro il 31 dicembre 2030, nei principali porti della navigazione interna.

Ad oggi, infatti, nessun deposito costiero con funzioni di Small Scale GNL in grado di garantire la distribuzione del GNL al comparto marittimo è operativo sul territorio nazionale.

Per contro, per contemperare questa situazione di stallo e per far fronte alla cogente necessità di disporre di infrastrutture per il rifornimento di GNL a servizio delle esigenze del comparto marittimo, sul territorio italiano è in corso una forte attività di programmazione e realizzazione in corso di opera di infrastrutture relative alla rete di depositi costieri di tipo SSLNG con capacità di accumulo superiori a 5.000 m<sup>3</sup> (stoccaggi intermedi).

Il successivo capitolo identifica e contiene le principali informazioni riguardanti lo stato di attuazione della rete infrastrutturale portuale GNL e le relative tempistiche di completamento e di ingresso sul mercato.

---

<sup>3</sup> Le reti transeuropee dei trasporti (in uso anche al singolare; in acronimo: RTE-T; in francese: Réseau transeuropéen de transport; in inglese: TEN-T, Trans-European Networks Transport) sono un insieme d’infrastrutture di trasporto integrate previste per sostenere il mercato unico, garantire la libera circolazione delle merci e delle persone e rafforzare la crescita, l’occupazione e la competitività dell’Unione europea.



### *1.1. Esame degli investimenti infrastrutturali in fase di costruzione /autorizzazione /programmazione*

Ai fini di indagare lo stato attuale e prospettico della rete infrastrutturale nazionale dei depositi marittimi-portuali SSLNG e delle stazioni di bunkering GNL, si è proceduto alla creazione di un database, “depositi&bunkering GNL”, integrando diverse fonti, quali:

- ✓ Database DNV GL “Alternative Fuel Insight”, piattaforma “Veracity”;
- ✓ Database “Bunker Navigator” di Sea-LNG;
- ✓ Documenti progettuali quali gli studi di fattibilità e le relazioni di valutazione dell’impatto ambientale dei progetti (VIA);
- ✓ Ricerche online: Siti dei proprietari, costruttori e gestori dei progetti SSLNG nazionali, newsletter e riviste di settore.

All’interno del suddetto database, sono stati raccolti dati riferiti a diverse variabili operative/tecniche descrittive dei progetti di realizzazione di depositi small scale nazionali, con focus particolare sui dati di stima delle capacità annue di offerta di stoccaggio e distribuzione di GNL dei progetti nazionali individuati, elemento di studio critico dato che, tra gli obiettivi del qui presente studio, è inclusa la necessità di comprendere l’evoluzione prospettica della capacità d’offerta di GNL del sistema di depositi SSLNG nazionali anche rispetto alle stime sulla domanda nazionale effettuate nel capitolo 3.

Le variabili tecniche/operative dei progetti di deposito SSLNG nazionali mappate nel database “depositi&bunkering GNL” sono:

- ✓ *Country*: Nazione sede del progetto di deposito SSLNG.
- ✓ *Port*: Porto sede del progetto di deposito SSLNG nazionale.
- ✓ *Terminal name*: Nome del terminal sede del progetto di deposito costiero GNL.
- ✓ *Type of SSLNG deposit* (Tipologia di deposito SSLNG): progetti di deposito SSLNG nazionale con bunkering systems (Local storage & bunkering station) o senza (Local storage).
- ✓ *Storage* (thousands m<sup>3</sup>): Capacità di stoccaggio in m<sup>3</sup> dei serbatoi di GNL del progetto di deposito SSLNG, con ciò intendendosi la quantità di GNL che può essere redistribuito in forma liquida.
- ✓ *Starting year*: Anno previsto di inizio operatività dei progetti di deposito SSLNG nazionali.
- ✓ *Annual capacity* (thousands m<sup>3</sup>): Stima della capacità annua di stoccaggio di GNL in m<sup>3</sup> che può essere redistribuito in forma liquida. Tale dato di stima rappresenta la capacità annua massima dei progetti di deposito SSLNG al momento del loro “entry market”. In merito al processo di stima di tale dato è appena il caso di precisare, come meglio evidenziato nel paragrafo 1.2, come le stime sulle capacità annue di stoccaggio siano state effettuate seguendo le seguenti due logiche:
  - stima della capacità annue dei progetti di deposito SSLNG nazionali in base ai dati dichiarati nei documenti progettuali (studio di fattibilità, documentazione VIA).
  - stima delle capacità annue dei progetti di deposito SSLNG nazionali per cui non è stato dichiarato il dato di stima attraverso operazioni di analogia rispetto a depositi costieri per cui il dato è dichiarato e che presentano caratteristiche tecniche/operative simili ai depositi per cui il dato sulla capacità annua di stoccaggio non è stato dichiarato.
- ✓ *Bunkering operator*: Operatore del servizio bunkering del deposito SSLNG nazionale.
- ✓ *Storage Operator*: Operatore del servizio di “storage” del progetto di deposito SSLNG nazionale.
- ✓ *Facility Owners*: Proprietà del progetto di deposito SSLNG nazionale.
- ✓ *Concept*: Tipo di facility: offshore-ashore.
- ✓ *Draught*: Pescaggio consentito per l'accosto.
- ✓ *Jetties*: Numero di accosti/baie di carico-scarico.
- ✓ *Scale*: Dimensionamento dell'impianto deposito SSLNG nazionale.
- ✓ *Status*: Stato progettuale dell'infrastruttura di deposito SSLNG nazionale, che può essere:



- Planned (programmati): i progetti in tale stato sono quelli compresi dal momento in cui risulta avviata un'attività di manifestazione di interesse verso il progetto oppure la realizzazione e presentazione di studi di fattibilità, il rilascio di nulla osta di fattibilità (Nof) regionale, l'invio di richieste di convocazione del comitato tecnico regionale (CTR) e della Conferenza preliminare dei servizi, fino al momento della richiesta di assoggettamento a procedura VIA e di accoglimento della seguente.
- Authorized (autorizzati): progetti non ancora in fase di costruzione ma che hanno ricevuto esito VIA positivo e per cui è stato quindi emanato il decreto autorizzativo di costruzione e esercizio degli impianti con capacità superiore alle 200 tonnellate.
- Under construction (in costruzione): progetti autorizzati e in fase di costruzione.
- ✓ Bunkering system (Soluzione tecnologica di bunkering adottata): STS (Ship to ship), TTS (Truck to ship), PTS (Pipe to ship).
- ✓ Investment: Investimento in euro.
- ✓ Remarks: Note su elementi di criticità.

A seguito della sopra descritta attività di “data gathering”, è risultato come a livello nazionale lo stato attuale e prospettico della rete di depositi SSLNG e stazioni di bunkering di GNL sia il seguente:

- ✓ 3 progetti di deposito SSLNG in costruzione (under construction).
- ✓ 2 progetti di deposito SSLNG autorizzati (authorized).
- ✓ 10 progetti di deposito SSLNG in fase di programmazione (planned) di cui:
  - 4 progetti in corso di valutazione impatto ambientale (VIA);
  - 1 progetto in stand by con studio di fattibilità positivo;
  - 1 progetto in fase di “manifestazione d’interesse”;
  - 2 progetto per cui è stato richiesto l’assoggettamento a procedura VIA;
  - 1 progetto per cui è stata richiesta la convocazione della Conferenza dei Servizi Preliminare;
  - 1 progetto soggetto a procedura autorizzativa da parte del Comitato tecnico regionale (CTR).

Nella Tabella 1, sono riportati i porti sede dei 15 progetti di depositi SSLNG nazionali con evidenza dello “status”: in costruzione, autorizzato e programmato.

*Tabella 1: Status nazionale dei progetti di depositi SSGNL*

Country	Port	Terminal name	Status
Italy	La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	Planned/Richiesta procedura VIA
Italy	Porto Marghera	Venice LNG	Authorized/Procedura VIA conclusa positivamente
Italy	Rovigo	Adriatic LNG terminal	Planned/studio fattibilità positivo
Italy	Livorno	LNG Terminal Spa	Planned/Richiesta procedura VIA
Italy	Livorno	FSRU OLT Toscana	Under construction
Italy	Oristano	Oristano (HIGAS)	Under construction
Italy	Oristano	Oristano (IVI)	Planned/Procedura autorizzativa VIA in corso
Italy	Oristano	Terminale marittimo di Oristano (EDISON)	Authorized/Procedura VIA conclusa positivamente
Italy	Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	Under construction
Italy	Cagliari	Sardinia LNG	Planned/Procedura autorizzativa VIA in corso
Italy	Napoli	Naples Coastal LNG deposit	Planned/Procedura autorizzativa VIA in corso
Italy	Crotone	ND	Planned/Procedura autorizzativa VIA in corso
Italy	Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	Planned/manifestazione d’interesse
Italy	Porto torres	ND	Planned/Procedura autorizzativa CTR in corso
Italy	Brindisi	Brindisi LNG Terminal	Planned/richiesta di convocare una Conferenza dei Servizi Preliminare

Trend nazionali di particolare interesse risultanti dall’esame delle informazioni raccolte sugli investimenti infrastrutturali in depositi SSLNG in fase di attuazione /autorizzazione /programmazione, con riferimento particolare agli obiettivi del qui presente studio, sono:

- ✓ La presenza di depositi costieri nazionali SSLNG tutti provvisti di sistemi LNGTS (transfer system) e perciò classificabili come infrastrutture di “local storage & bunkering”.
- ✓ L’evoluzione del trend temporale dell’“entry market” degli impianti.
- ✓ L’evoluzione del trend della capacità di stoccaggio annua del sistema nazionale dei depositi SSLNG nazionali.
- ✓ La struttura di “governance & ownership” dei depositi SSLNG nazionali.

In tal senso, per ognuno dei 15 progetti di deposito SSLNG nazionale, si è verificato dapprima tramite attività di “online research”, la possibilità di questi di effettuare operazioni, oltre che di scarico, anche di carico del GNL.

Tale operazione risulta infatti possibile solamente nel caso in cui i serbatoi criogenici dei depositi SSLNG siano dotati di sistemi di LNGTS (LNG transfer system).

Dei 15 progetti nazionali di deposito SSLNG, tutti presentano sistemi di LNGTS e perciò la possibilità di svolgere operazioni di bunkering.

A seguito di ciò, è appena il caso di evidenziare come nel prosieguo dello studio si farà riferimento alla capacità stimata di stoccaggio annua di GNL di mercato (e non massima) in termini di m<sup>3</sup> dei depositi costieri SSLNG con ciò intendendosi la capacità stimata di stoccaggio annua in m<sup>3</sup> che può essere redistribuita in forma liquida verso i mezzi alimentati a GNL.

A tal proposito, proseguendo alla disamina dei risultati di maggiore interesse derivanti dall’analisi dei dati degli investimenti infrastrutturali in fase di costruzione /autorizzazione /programmazione mappati a livello nazionale nel database “depositi&bunkering GNL”, si evidenzia il trend di crescita della capacità di stoccaggio annua del sistema nazionale dei depositi SSLNG, dal 2021 al 2025, il quale è naturalmente strettamente collegato all’evoluzione del trend temporale dell’“entry market” delle infrastrutture di deposito SSLNG in progetto.

In tal senso, come evidenziato in Figura 1, nel corso dell’anno corrente (2021) sono previste entrare sul mercato 3 nuove infrastrutture di deposito SSLNG, il deposito di dell’OLT di Livorno (Toscana), il deposito di DIG (Depositi italiani GNL) di Ravenna (Emilia-Romagna) e il deposito Higas di Oristano (Sardegna), risultando una capacità d’ offerta di stoccaggio annua di GNL stimata di 1.660.000 m<sup>3</sup>.

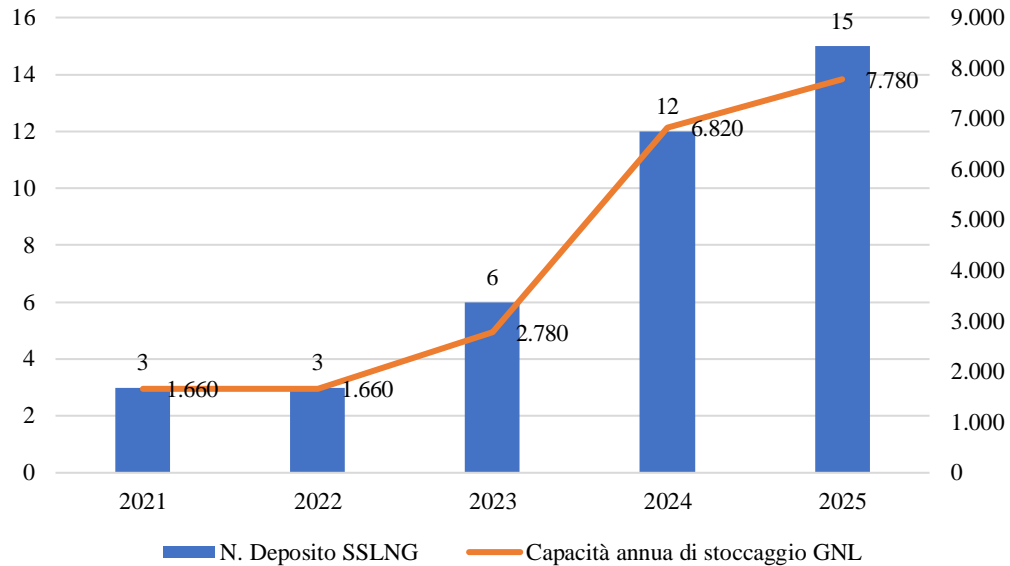
Per quanto invece previsto per l’anno 2022, non si prevedono entrare in operatività nuovi progetti di deposito SSLNG, rimanendo invariata, rispetto al 2021, la capacità di stoccaggio annua del GNL del sistema di depositi SSLNG nazionali.

Nell’anno 2023 è invece attesa l’entrata sul mercato di 3 depositi SSLNG, 2 depositi costieri SSLNG con base a Oristano (Sardegna), uno di proprietà della società Ivi petrolifera e l’altro di Edison, in aggiunta al progetto di deposito SSLNG del porto di Marghera (Friuli-Venezia-Giulia) di proprietà della joint venute Venice LNG, con conseguente aumento delle stime sui livelli di capacità d’offerta del GNL del sistema di depositi SSLNG nazionale del +70% y-o-y (2.780.000 m<sup>3</sup>).

Proseguendo, nel 2024, è prevista l’entrata sul mercato di 6 depositi SSLNG, il deposito della società Ionio Fuels srl a Crotone (Calabria), di Edison a Napoli (Campana) e Brindisi (Puglia), di GNL Italia a Panigaglia (Liguria), di ISGAS energit multiutilites S.p.A a Cagliari (Sardegna) e di “Livorno LNG terminal spa” a Livorno (Toscana) con il raggiungimento di una capacità d’offerta di stoccaggio annua nazionale del GNL stimata di 6.820.000 m<sup>3</sup> (+143% y-o-y)

Infine, nel 2025 è attesa l'entrata sul mercato di 3 depositi SSLNG, il deposito Snam di Porto Torres (Sardegna), il deposito di Augusta (Sicilia) e quello della società Adriatic LNG terminal a Rovigo (Friuli-Venezia-Giulia), risultando le stime sulla capacità d'offerta di stoccaggio annua nazionale del GNL in 7.780.000 m<sup>3</sup> (+15% y-o-y).

Figura 1: evoluzione dell'entry market dei depositi SSLNG nazionali e della capacità d'offerta di stoccaggio GNL della rete dei depositi SSLNG nazione (migliaia m<sup>3</sup>)



Fonte: Ns. elaborazioni da database "Depositi&bunkering GNL"

Infine, altro dato di interesse che emerge dall'analisi dei risultati del database "depositi&bunkering GNL" è la struttura di "governance & ownership" dei depositi SSLNG nazionali.

Tale tema verrà accennato nel capitolo 2, portando ad esempio la strategia di sviluppo d'integrazione logistica di Edison, mentre, verrà trattato approfonditamente nel capitolo 5, paragrafo 5.1, in cui si discuterà il meccanismo della Public-Private-Partnership (PPP) e della concessione come mezzi di incentivazione degli investimenti in progetti infrastrutturali.

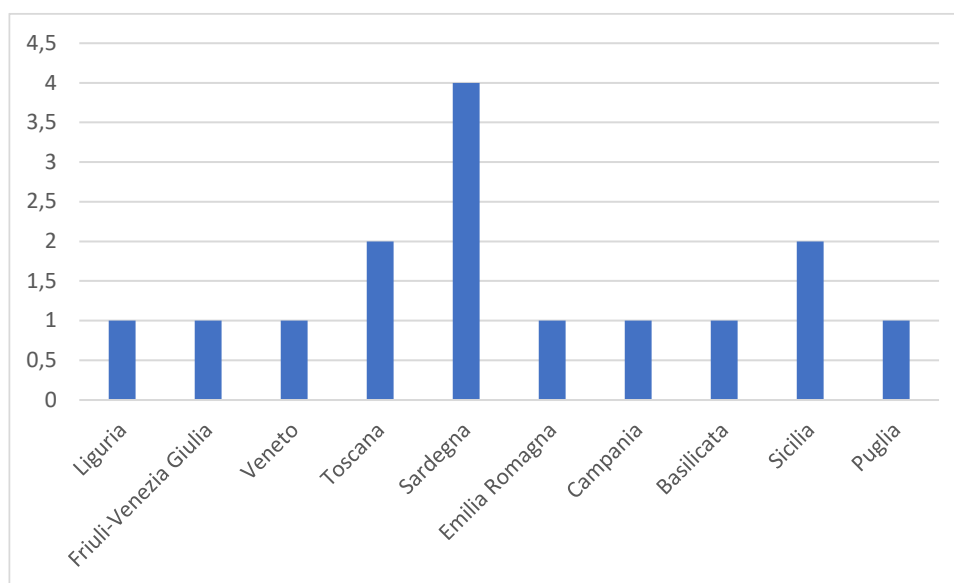
## ***1.2. Aggiornamento della mappa degli investimenti infrastrutturali a seguito di nuove iniziative imprenditoriali di carattere privato o PPP nei porti italiani***

A seguito dell'analisi dello stato attuale e prospettico degli investimenti infrastrutturali nazionali aventi ad oggetto la realizzazione di depositi costieri SSGNL, si riporta in questa sezione un'analisi di maggior dettaglio delle nuove iniziative imprenditoriali con oggetto i depositi costieri di tipo SSLNG, sviluppata su base regionale.

Come precedentemente riportato, e come raffigurato in Figura 2, le regioni italiane che sono attualmente oggetto di nuove iniziative d'investimento in depositi SSLNG sono:

- ✓ Liguria
- ✓ Friuli-Venezia Giulia
- ✓ Veneto
- ✓ Toscana
- ✓ Emilia-Romagna
- ✓ Campania
- ✓ Calabria
- ✓ Puglia
- ✓ Sicilia
- ✓ Sardegna

Figura 2: Mappa regionale delle infrastrutture di deposito SSGNL



Fonte: Ns. elaborazioni da database "Depositi&bunkering GNL"

### **Friuli-Venezia Giulia**

Partendo da Nord, il Friuli-Venezia Giulia vede la presenza di un progetto d'investimento per la realizzazione di un deposito costiero di tipo SSLNG sul territorio presso Porto di Rovigo, l'"Adriatic LNG Terminal",

#### **Adriatic LNG Terminal di Rovigo**

A fine 2015 si è concluso positivamente l'iter di valutazione dello studio di fattibilità del progetto di introduzione dei servizi Small scale LNG affianco ai servizi di rigassificazione del terminal galleggiante di Rovigo, l'Adriatic LNG terminal.

Ad oggi, non risultano esserci novità in merito all'avanzamento dell'iter autorizzativo del progetto e non sono stati resi pubblici i dati di progetto.

Si stima, per tale terminal, una capacità di servizio small scale e un sistema di approvvigionamento e distribuzione simile a quello del terminal OLT Offshore LNG Toscana di Livorno, primo progetto in fase di costruzione a livello nazionale che prevede l'attivazione dei servizi di small scale GNL affianco al servizio di rigassificazione svolto dal terminal galleggiante FSRU Toscana (floating storage & regasification unit).

L'anno di entry market, in base allo status attuale del progetto, è stimato per il 2025.

## **Veneto**

Il Veneto è oggetto di una sola iniziativa di investimento che interessa il Porto di Marghera, ovvero la realizzazione del "Venice LNG terminal".

### Venice LNG Terminal

La società Venice LNG spa, controllata dalla società Decal, installerà, all'interno dell'area portuale e industriale di Marghera, un deposito costiero avente taglia di 32.000 m<sup>3</sup>, costituito da un serbatoio a pressione atmosferica, co-finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito della programmazione CEF (Connecting Europe Facility) tramite le azioni denominate Gainn4SEA e Venice LNG Facility per un totale di 18,5 milioni di euro sui 100 complessivi.

Il deposito sarà alimentato mediante navi gasiere di piccola e media taglia, (massimo 30.000 m<sup>3</sup>), mentre la distribuzione sarà garantita attraverso 5 baie di carico per autocisterne (soluzioni TTS) e bettoline di piccola taglia (soluzioni STS), quali la "Poseidon Med II bunkering barge", unità navale "dual fuel", LNG / MDO, di tipo "Semi-Ballastable Barge Transporter (SBBT)" con una capacità di 4.000 m<sup>3</sup> di GNL e 1.000 m<sup>3</sup> di MDO, prevista per la consegna nel 2021.

Il deposito SSLNG di Venezia rifornirà autobotti, ISO container e, in prospettiva, anche unità per il trasporto "su ferro", attraverso due punti di accosto distinti:

- ✓ Accosto esistente (Ormezzano Centrale): destinato a ricevere un sistema dedicato "tug&barge" di capacità di 4.000 m<sup>3</sup> (Poseidon Med II bunkering barge) oltre ad ospitare bettoline da 27.500 m<sup>3</sup>,
- ✓ Nuovo accosto (Ormezzano Est): ove saranno ricevute bettoline aventi capacità massima di 3.000 m<sup>3</sup>.

Il progetto prevede, nella fase iniziale delle operazioni, 2023-2024, una capacità annua di stoccaggio di 150,000 m<sup>3</sup>/anno di GNL, fino al raggiungimento di 900,000 m<sup>3</sup>/anno in concomitanza con l'aumento previsto della domanda di mercato (2025-2030).

Il deposito SSLNG Venice LNG ha ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio tramite Decreto Autorizzativo, emanato alla fine di dicembre 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, d'Intesa con la Regione del Veneto.

Le opere marine sono già in corso, completate al 95%, mancando l'allungamento di 30 metri della banchina, che peraltro è già in concessione all'attuale socio del deposito SSLNG di Marghera, Decal.

La sua conclusione è prevista per il dicembre 2023, scadenza 'imposta' anche dai fondi europei che il progetto ha ottenuto e che sosterranno la sua realizzazione.

## **Liguria**

Unico progetto della regione risulta essere il progetto del terminal LNG di Panigaglia, "Panigaglia LNG bunkering", che consiste, similmente al progetto Adriatic LNG di Rovigo, nell'attivazione dei servizi Small Scale LNG affianco ai servizi già offerti dall'impianto di rigassificazione del terminal LNG di Panigaglia.

Anche con riferimento a tale progetto, non essendo ancora stati resi pubblici i dati di progetto, si è stimata una capacità dei servizi small scale e un sistema di approvvigionamento e distribuzione simile a quelli del terminal OLT Offshore LNG Toscana di Livorno.

### Panigaglia LNG bunkering

Nel febbraio 2015 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea un avviso di gara dal titolo "Servizi di ingegneria per studi di fattibilità e pre-fattibilità per la fornitura di servizi di tipo Small Scale LNG presso il terminale GNL di Panigaglia".

Si è aggiudicata la gara a gennaio 2016 un'associazione temporanea di imprese composta dalla società genovese D'Appolonia e dalla belga Tractebel. Da allora stanno procedendo con gli studi di fattibilità per rispondere ai quesiti del bando.

A fine 2019, GNL Italia, la controllata di Snam, titolare del terminal di rigassificazione di Panigaglia, ha presentato al ministero dell'Ambiente un'istanza di verifica di assoggettabilità alla procedura VIA (valutazione impatto ambientale) per il progetto di modifica dell'impianto di rigassificazione con l'installazione di 4 baie di carico finalizzate alla carica di autocisterne.

Il deposito SSLNG di Panigaglia è atteso entrare sul mercato nel 2024.

## **Toscana**

La regione Toscana è oggetto di due nuove iniziative d'investimento dirette alla realizzazione di depositi SSLNG:

- ✓ Il progetto OLT Offshore LNG Toscana
- ✓ Il progetto LNG Terminal Livorno

### OLT Offshore LNG Toscana

Il progetto dell'OLT Offshore LNG Toscana è il primo progetto in Italia che comporterà l'aggiunta dei servizi di tipo Small Scale GNL rispetto ai servizi già offerti dalle attività del rigassificatore galleggiante.

Il progetto permetterà al Terminale offshore "FSRU Toscana", di fornire il caricamento di gas naturale liquefatto direttamente su navi metaniere di piccola taglia che potranno a loro volta effettuare operazioni di bunkeraggio ship-to-ship a favore di navi alimentate a GNL, oppure trasportare il gas liquefatto fino a terra, dove verrà sbarcato (quando sarà pronto) presso il futuro deposito costiero Livorno LNG Terminal.

In tal senso, il progetto prevede, in aggiunta alle attività svolte dal terminal di rigassificazione offshore di tipo FSRU (floating storage & regasification unit), con serbatoio di stoccaggio da 137.100 m<sup>3</sup> di GNL, l'implementazione del servizio di SSLNG a servizio della distribuzione del GNL come combustibile. Questo sarà possibile tramite la scarica del GNL a *bunker ship* di piccola-media taglia (circa 7.500 m<sup>3</sup>).

Questo nuovo servizio verrebbe alimentato da una capacità di GNL dedicata al servizio stesso pari ad un quantitativo di circa 310.000 m<sup>3</sup>/anno, che garantirebbe il rifornimento di 41 bunker ship di piccola-media taglia all'anno, lasciando invariata la capacità di rigassificazione massima autorizzata pari a 3,75 Mld Smc/anno.

A livello autorizzativo, il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e d'intesa con la Regione Toscana, ha già emesso il decreto a ottobre 2020 che autorizza OLT Offshore LNG Toscana, la società controllata da Snam e First Sentier Investors che gestisce il terminale FSRU Toscana, ad operare anche come terminale small scale GNL.

In particolare, la società proprietaria OLT ha confermato nel febbraio 2021 l'attivazione entro fine anno del servizio small scale LNG per bettoline di 90-120 mt di lunghezza.

Infatti, a seguito di uno studio sulla logistica che ha approfondito le capacità ricettive del Terminale, confermando la possibilità di ricevere un numero di bettoline maggiore rispetto a quello già autorizzato in fase di valutazione dello studio di fattibilità (60-110 m), OLT ha deciso di aumentare la flessibilità e l'efficienza del Terminale e avvierà a breve un nuovo percorso autorizzativo per richiedere fino a 122 allibi all'anno.

Dei 45 milioni di investimento complessivo richiesto, ne mancano ad oggi solo 5 al completamente dell'opera, e la società ha dichiarato di aver già completato la selezione dei fornitori dell'equipment necessario per completare il deposito SSLNG e i rispettivi ordini di acquisto.

### Livorno LNG terminal spa

Il progetto Livorno LNG Terminal Spa, da 45 Milioni di euro, prevede un "piccolo deposito", di 4.900 metri cubi, con quattro serbatoi da oltre 1.200 m<sup>3</sup> ciascuno, che sarà collocato nella Darsena Petroli dello scalo, all'inizio del canale industriale e potrà distribuire il GNL sia attraverso piccole *bunker ship*, sia tramite autobotti, grazie a 3 apposite baie di carico.

La movimentazione annua è stata stimata in circa 150.000 tonnellate di gas naturale liquefatto (circa 210.000 m<sup>3</sup> all'anno), che potrà provenire da altri depositi 'maggiori' oltre che dal vicino rigassificatore OLT di Livorno, tramite operazioni STT con bettoline da 5.000 a 7.500 m<sup>3</sup>.

Tale progetto di realizzazione di un deposito SSLNG risulta essere quello che a livello nazionale presenta il minor dimensionamento, sebbene con OLT vicinissimo ha una grande flessibilità logistica ed è perciò previsto un incremento di capacità di stoccaggio a regime (2025-2030) fino a 9.000 m<sup>3</sup>.

Il progetto ha nel mese di luglio del 2020 ottenuto il NOF (nulla Osta di Fattibilità) dalla regione, per cui si è considerato realizzabile l'impianto, e si è ora in attesa della presentazione dello studio di impatto ambientale agli enti interessati per le autorizzazioni riguardanti la Valutazione di Impatto Ambientale.

I lavori si stima dureranno circa 24 mesi dal momento della conclusione del processo di autorizzazione VIA, prospettandosi così la possibilità di entrata sul mercato nel corso del 2024.

La società LNG terminal spa vede come soci paritetici la JV Costiero Gas Livorno (joint venture tra Enifuel e Liguigas) e Neri Vulcangas Investimenti (joint venture tra Neri Depositi Costieri e Società Italiana Gas Liquidi - Vulcangas).

## **Emilia-Romagna**

### Ravenna Coastal LNG deposit

Il progetto "Ravenna Coastal LNG deposit" è stato autorizzato alla costruzione ed esercizio nel febbraio 2018. Attualmente, la costruzione del deposito SSLNG è al 76% dello stato di avanzamento.

La conclusione del progetto è attesa per giugno 2021 a cui va aggiunto un periodo di tre mesi di commissioning, prevedendo quindi l'entrata in funzione tra fine settembre e inizio ottobre dell'anno corrente.

Il progetto del deposito SSLNG di Ravenna, realizzato grazie ad un investimento di circa 100 milioni di euro, è condiviso in partnership da Edison, Scale Gas Solutions (Enagas) e Pir (Petroliera Italo Rumena), attraverso la "newco" Depositi Italiani GNL (DIG).

Il deposito che è progettato per poter gestire una capacità di movimentazione annua di oltre un milione di m<sup>3</sup> di GNL, ha una capacità di stoccaggio di 20.000 m<sup>3</sup>, è dotato di 6 baie di carico e verrà alimentata da una nave



metaniera dedicata da 30.000 m<sup>3</sup> (la Ravenna Knutsen) che opererà in maniera sinergica anche sugli altri depositi costieri di riferimento per il gruppo Edison in via di realizzazione sul territorio nazionale con diversi stakeholders del settore (Oristano, Napoli e Brindisi.). Il deposito, alla sua massima capacità, consentirà di fornire il GNL per soddisfare il consumo di 12.000 camion, 4 navi da crociera o 43 traghetti all'anno.

La società Edison, la quale detiene il 30% della newco DIG, si occuperà non solo della costruzione del deposito, ma ne utilizzerà e gestirà anche l'85% della capacità.

## **Sardegna**

Passando alle regioni del centro-sud oggetto d'iniziativa d'investimento per la realizzazione di depositi costieri SSLNG, prima fra tutte per la moltitudine di progetti in corso è la Sardegna,

Oltre ai progetti dei depositi SSLNG di Cagliari e Porto Torres, il comune di Oristano è coinvolto in 3 progetti di deposito costiero:

- ✓ Il progetto Edison di Oristano;
- ✓ Il progetto Higas di Oristano;
- ✓ Il progetto IVI petrolifera di Oristano.

### Oristano, progetto Edison

Il progetto di deposito SSLNG di Edison è atteso avere una capacità di movimentazione annua massima di circa 520.000 m<sup>3</sup>, una capacità di stoccaggio di 10.000 m<sup>3</sup> di GNL contenuti in 7 serbatoi criogenici, alimentati da navi metaniera di piccola taglia, con capacità di carico comprese tra 7.500 e 27.500 m<sup>3</sup>.

Il deposito potrà alimentare, tramite 4 baie di carico sino a 40 camion/giorno oltre a 52 bettoline attraverso operazioni ship to ship e truck to ship.

Il progetto ha ricevuto l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il 12 gennaio 2018.

Il 16 dicembre 2019, L'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna e Edison hanno siglato la concessione per l'occupazione di beni demaniali nel Porto di Oristano, Santa Giusta.

La concessione ha una durata di 50 anni a decorrere dal 1° gennaio 2020.

Oristano, è stato il primo progetto autorizzato tra quelli di Edison (Napoli, Brindisi, Ravenna) ma ad oggi Edison ha dichiarato che non si sono create le condizioni regolatorie per l'avvio del mercato che consentono l'investimento.

L'anno previsto di entrata sul mercato del deposito è atteso essere il 2023.

### Oristano, progetto Higas

Higas è un impianto di importazione, stoccaggio e distribuzione di GNL su piccola scala del valore di 43,2 milioni di euro, situato a Oristano, in Sardegna.

La compagnia Avenir LNG detiene l'80% del capitale della società Higas assieme ai partner del settore Gas & Heat e CPL Concordia che detengono ciascuno una partecipazione del 10% nel progetto.

Il progetto prevede la costruzione di un deposito SSLNG composto da 6 serbatoi criogenici orizzontali a bassa pressione da 1.500 m<sup>3</sup> e un serbatoio da 900 m<sup>3</sup> per il gas naturale.



La capacità di movimentazione massima annua è stimata essere di 440.000 m<sup>3</sup> con una capacità di caricare fino a 8.000 autocisterne GNL all'anno, attraverso 2 baie di carico, e di distribuire il GNL alle bunker ship direttamente dal terminale attraverso operazioni di TTS.

La capacità di mercato è invece stimata essere di circa 120.000 tonnellate annue, 350.000 m<sup>3</sup>.

Il terminal sarà approvvigionato da una nave metaniera da 7.500 m<sup>3</sup>, probabilmente la Avenir Aspiration (ved. Paragrafo 1.3), che entro il primo semestre del 2021 farà rotta verso il deposito sardo.

Il terminal è attualmente nella fase finale della costruzione, in attesa dell'Autorizzazione all'Esercizio Provvisorio dell'impianto al cui rilascio è deputato il MISE, e sarà pienamente operativo entro il secondo trimestre del 2021.

### Oristano, progetto Ivi Petrolifera

Anche il progetto della società IVI Petrolifera in località Santa Giusta-Oristano, come tutti gli altri presentati in Sardegna, prevede una serie di serbatoi collegati tra loro: in questo caso 9 serbatoi criogenici da 1.000 m<sup>3</sup> per tutti gli usi previsti: trasporti terrestri pesanti, marittimi, alimentazione di industri e reti isolate.

La capacità di stoccaggio dell'impianto dipenderà dalla frequenza dei rifornimenti a loro volta dipendenti dalla domanda: nel caso di rifornimenti settimanali si potrà arrivare ad una capacità di oltre 450.000 m<sup>3</sup> di GNL, pari a circa 270 milioni di m<sup>3</sup> di metano gassoso.

Nei progetti il deposito è atteso essere approvvigionato con navi gasiere di capacità compresa tra i 4 e i 5.000 m<sup>3</sup>.

Per la distribuzione del GNL verso l'interno dell'isola si utilizzeranno autobotti con capacità di circa 50 m<sup>3</sup> ma anche bettoline o chiatte con capacità di circa 500 m<sup>3</sup>.

Nel giugno 2017, la società ha avviato la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Servizio VIA dell'assessorato regionale sardo della Difesa dell'ambiente.

Ad oggi il procedimento valutativo risulta ancora in corso e la società stima un tempo di realizzazione dell'opera di 14 mesi.

L'entrata sul mercato di tale progetto è perciò prevista essere per il 2023.

### Porto Torres

Il deposito di porto Torres è di proprietà del Consorzio industriale provincia Sassari e il gestore è atteso essere la società Snam srl.

Il progetto prevede la realizzazione di un deposito costiero SSGNL, che avrà una capacità di 10.500 m<sup>3</sup> e che sarà installato alla radice del molo Asi, su un'area demaniale di circa 6 ettari.

Il progetto è attualmente al vaglio della Commissione Tecnica Regionale ed è atteso entrare sul mercato non prima del 2025. In riferimento al deposito SSLNG di Porto Torres non sono disponibili dati tecnici ulteriori.

Si stima perciò, date le caratteristiche dimensionali e tecniche del deposito, una capacità di movimentazione annua di circa 450.000 m<sup>3</sup> analoga al valore medio delle capacità di stoccaggio annue movimentate dai progetti di simil dimensione dei depositi SSLNG di Oristano.

### Cagliari

Il progetto di deposito SSLNG di Cagliari, proposto dalla società IS Gas Energit Multi-Utilities S.p.A. prevede l'implementazione di una filiera per la ricezione del GNL a mezzo di navi metaniere, stoccato sia per compiere operazioni di bunkering sia per operazioni di vaporizzazione e successiva distribuzione in rete

Il progetto comprende un deposito della capacità di stoccaggio di 22.608 m<sup>3</sup> (capacità effettiva 19.872 m<sup>3</sup>, 90% di riempimento totale) composta da 18 serbatoi criogenici GNL, alimentati da navi metaniera di piccola taglia da 7.500 e 20.000 m<sup>3</sup>.

La capacità annua di stoccaggio del deposito è stimata essere di 360.000 m<sup>3</sup> di GNL (2 carichi mensili da 15000 m<sup>3</sup>), di cui 120.000 m<sup>3</sup>/anno verranno trasferiti via autobotti/bettoline.

Il deposito permetterà di distribuire GNL ad autocisterne di capacità massima pari a circa 40 m<sup>3</sup> di GNL (una baia di carico) e a bettoline di piccola dimensione (3-5.000 m<sup>3</sup>).

Il progetto a fine 2018 ha ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) dell'impianto da parte del Comitato Tecnico Regionale ed è ad oggi in fase di valutazione ministeriale "VIA".

Il deposito si attende entrare in operatività nel corso del 2024.

## **Campania**

### Napoli

Il progetto congiunto di Edison e Kuwait Petroleum Italia (Q8) per un deposito costiero Small Scale di GNL nella Darsena Petroli del porto di Napoli con una capacità complessiva di stoccaggio pari a circa 24.000 m<sup>3</sup>, dedicato sia all'approvvigionamento dei mezzi navali sia alla distribuzione sulla rete carburanti stradale per i veicoli pesanti, ha già superato la conferenza preliminare dei servizi con un esito positivo ed è ora in attesa di essere assoggettato alla procedura VIA (valutazione d'impatto ambientale).

Nel novembre 2020, intanto, ha preso il via la procedura che porterà al rilascio di una concessione di durata trentennale per la realizzazione e gestione del deposito. Il termine per la presentazione di istanze e osservazioni è stato fissato al 15 gennaio 2021.

L'anno di entrata sul mercato del deposito SSLNG di Napoli è atteso essere il 2024.

In aggiunta, si riporta la notizia che il progetto ha ricevuto il riconoscimento di un finanziamento europeo per la sua progettazione, grazie ai fondi Cef (Connecting Europe Facility per l'ingegneria autorizzativa).

Infine, si evidenzia che i dati di stima sulle capacità di stoccaggio annue del deposito SSLNG di Napoli non sono ancora stati pubblicati ma da notizie di settore, l'investimento complessivo risulta analogo a quello di Ravenna, date le caratteristiche tecniche simile degli impianti.

Perciò si è ipotizzata una capacità di stoccaggio annua del GNL di un milione di m<sup>3</sup> all'anno, alimentata e distribuita da un sistema di approvvigionamento e distribuzione simile a quello di Ravenna.

## **Calabria**

### Crotone

La proposta progettuale della Società Ionio fuel srl riguarda la realizzazione di un deposito costiero per il GNL nell'area industriale a nord della città di Crotone di capacità di stoccaggio pari a 20.000 m<sup>3</sup> complessivi distribuiti su 18 serbatoi da 1.226 m<sup>3</sup> ciascuno. La capacità nominale annua di approvvigionamento e distribuzione è stimata nella prima fase fino a 1.440.000 m<sup>3</sup> di gas, di cui 700.000 via camion e 340.000 via nave.

Il deposito sarà approvvigionato da navi metaniere di dimensione massima 35.000 m<sup>3</sup>.

Il progetto ha ottenuto all'inizio del 2020 il Nulla Osta alla fattibilità (Nof) dell'impianto da parte del Comitato Tecnico Regionale ed è attualmente al vaglio del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare, con l'apertura della fase di verifica di procedibilità prevista dall'iter per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

Nel frattempo, Ionio Fuel ha siglato un accordo vincolante per l'acquisto dei terreni su cui dovrebbe sorgere l'infrastruttura.

L'avvio dei lavori è atteso a fine 2022 mentre l'“entry market” del deposito nel 2024.

## **Puglia**

### Brindisi

Il progetto Edison di Brindisi comprende la realizzazione di un deposito costiero SSLNG nell'area del porto denominata Costa Morena, costituito da un serbatoio a pressione atmosferica della capacità di 20.000 m<sup>3</sup> e da una serie di opere accessorie che dovranno consentire l'attracco di navi metaniere per lo scarico del GNL al deposito aventi capacità di carico fino a circa 30.000 m<sup>3</sup>, l'attracco di bettoline per il carico di GNL dal deposito aventi capacità di carico minimo di 1.000 m<sup>3</sup>, il trasferimento del prodotto liquido dalle navi gasiere al serbatoio di stoccaggio e da quest'ultimo alle bettoline, attraverso bracci di carico (PTS) e operazioni di tipo ship-to-ship (STS), e alle autocisterne (TTS) tramite apposite baie di carico.

La capacità di stoccaggio annua del deposito non è ancora stata dichiarata, ma come per il deposito di Napoli, l'investimento complessivo risulta analogo a quello di Ravenna, date le caratteristiche tecniche simile degli impianti (20.000 m<sup>3</sup> di capacità di stoccaggio in serbatoi di tipo atmosferico).

Perciò si è ipotizzata una capacità di stoccaggio annua del GNL di un milione di m<sup>3</sup> all'anno, alimentata e distribuita da un sistema di approvvigionamento e distribuzione simile a quello di Ravenna e Napoli.

Edison a dicembre 2019 ha richiesto la convocazione della Conferenza di servizi preliminari ed ha presentato alle amministrazioni interessate dal procedimento autorizzativo uno Studio di fattibilità dell'impianto.

Nello stesso dicembre 2019 Edison ha avviato l'istanza per l'ottenimento di un Nulla osta di fattibilità. Esattamente un anno dopo, a dicembre 2020, il Comitato tecnico regionale Puglia ha rilasciato parere positivo al NOF (Nulla osta di fattibilità).

La Conferenza dei servizi non si è ancora ad oggi potuta tenere in presenza fisica a causa dell'emergenza sanitaria.

A fine 2020, il Ministero dello Sviluppo ha convocato la Conferenza dei Servizi Preliminare, fissata per il 10 marzo 2021, data da cui prenderà di fatto avvio l'iter autorizzativo del nuovo progetto di Edison.

L'entrata sul mercato del deposito SSLNG di Brindisi è atteso per fine 2024.

### Bari

Nel DEASP dell'Autorità di sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale viene menzionata la possibilità di prevedere, seppur in via preliminare e non ancora approfondita (per tale motivo questa ipotesi non è stata inclusa nella tabella e nei grafici di riferimento), un sistema di stoccaggio e distribuzione del GNL in porto tramite l'utilizzo di un serbatoio galleggiante (FSU = Floating Storage Unit).

Tale valutazione deriva da una preliminare ricognizione dei luoghi dalla quale è emersa l'impossibilità di localizzare un deposito costiero di tipo tradizionale, installato a terra, all'interno dell'ambito del porto di Bari.

Da una analisi delle collocazioni compatibili, in considerazione degli spazi, è stata valutata la possibilità di ormeggiare l'unità di stoccaggio in testa alla Banchina n.10 che consentirebbe la collocazione permanente del barge ed il periodico attracco (temporaneo) della nave metaniera.

## **Sicilia**

In Sicilia, il progetto di realizzazione di depositi SSLNG in essere riguarda il progetto del deposito SSGNL di Augusta.

### Augusta

Il sistema portuale del Mare di Sicilia Orientale ha pubblicato a dicembre 2020 un avviso pubblico esplorativo di manifestazione di interesse per la realizzazione e la gestione di un deposito GNL nel porto di Augusta “per la selezione di professionalità tecnica specializzata alla realizzazione di strutture di stoccaggio di gas e GNL”.

La port authority negli anni scorsi aveva infatti già avviato una procedura finalizzata alla realizzazione e gestione di un deposito di stoccaggio di GNL all'interno del porto di Augusta mediante terminal galleggiante di capienza minima pari a 400 e massima di 1.200 m<sup>3</sup>. Il progetto ha attirato l'interesse delle seguenti società: Higas, Neri Vulcangas Investimenti e Poseidon (istanza congiunta), Sasol Italy, Snam, Edison e Maxcom Petroli.

Tra i progetti attualmente in fase di studio, quello che da notizie di settore risulta maggiormente fattibile prevede la realizzazione ad Augusta di un deposito galleggiante small scale (3.000-15.000 m<sup>3</sup>) da 50 milioni di euro per la fornitura di GNL a mezzi navali, e la messa a punto di un'infrastruttura mobile che potrà rifornire, direttamente o indirettamente, l'utenza marittima, terrestre, e di altro genere della Sicilia e del Sud Italia.

Per quanto riguarda le stime tecniche sulla capacità di stoccaggio annua e sui sistemi di approvvigionamento e distribuzione del deposito SSLNG di Augusta, queste ad oggi non sono disponibili.

Si stima perciò, date le caratteristiche dimensionali (ipotizzato 5.000 m<sup>3</sup> di capacità di stoccaggio e l'investimento atteso che risulta essere il medesimo del deposito SSLNG di Livorno da 4.900 m<sup>3</sup>) e tecniche del deposito (ipotizzato di tipo “bullet”), una capacità di movimentazione annua di circa 210.000 m<sup>3</sup>, analoga alla capacità massima teorica del progetto di deposito “LNG Terminal spa”.

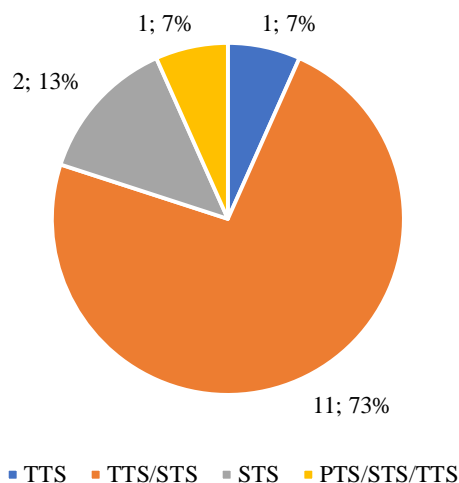
Il progetto ad oggi risulta in fase di “manifestazione d'interesse” e il suo ingresso sul mercato è stimato nel 2025.

### 1.3. Mappatura delle soluzioni di bunkering di tipo STS (bunker ships)

Dall'attività di disamina dei dati raccolti nel database "depositi&bunkering GNL", è risultato come la totalità dei progetti di deposito SSLNG nazionali sia equipaggiato per effettuare operazioni di bunkeraggio.

In Figura 3 è riportata la distribuzione delle soluzioni di bunkering che verranno adottate principalmente dai depositi costieri SSLNG nazionali.

Figura 3: soluzioni di bunkering GNL progettate per i depositi costieri SSLNG nazionali



Fonte: Ns. elaborazioni da database "Depositi&bunkering GNL"

Dei quindici progetti di deposito costiero SSLNG nazionali, due utilizzeranno unicamente la modalità di bunkering STS (i depositi galleggianti dell'OLT FSRU toscana e dell'Adriatic LNG terminal di Rovigo), uno unicamente la soluzione TTS (Panigaglia), undici sia la soluzione STS che TTS e uno, il deposito di Edison di Brindisi, oltre che alle soluzioni STS e TTS anche quella PTS.

Risulta evidente perciò come la catena di distribuzione del GNL a livello nazionale sarà principalmente basata sulla soluzione di bunkering STS (5.000-7.500 m<sup>3</sup>), soluzione naturalmente prescelta anche per le operazioni di approvvigionamento via metaniera (di misura tra le 7.500 e 30.000 m<sup>3</sup>).

Per tale ragione si è proceduto ad effettuare una verifica più dettagliata dello stato attuale e prospettico dei mezzi "bettoline GNL" che sono e verranno utilizzate lungo la "supply chain" nazionale per le operazioni di distribuzione del GNL.

In aggiunta, si è riportato inoltre il caso reale di sviluppo della strategia dedicata d'approvvigionamento di Edison, società che ha preso in consegna a gennaio 2021 la metaniera Ravenna Knutesen (30.000 m<sup>3</sup>) che verrà utilizzata per il rifornimento dei depositi di Ravenna (in collaborazione con Gruppo PIR), Oristano, Napoli (in collaborazione con Q8) e Brindisi.

In relazione all'analisi attuale e prospettica della flotta bettoline nazionale GNL, attraverso l'utilizzo dei database di DNV GL, di Sea-LNG (bunkering navigator) e di IHS Markit si è verificato che attualmente non vi sono bettoline GNL totalmente dedicate alle operazioni STS nei porti italiani.

Ciononostante sono state individuate 3 bettoline che attualmente operano nell'area del Mediterraneo il cui impiego nell'area nazionale è ritenuto economico se effettuato su base "spot", dal momento che un impiego di tali unità navali di tipo continuo e dedicato ai porti italiani risulta ad oggi non economicamente sostenibile, data la minima frequenza di operazioni di bunkering STS a livello nazionale e l'elevato costo di noleggio di queste unità navali (circa 12.500-17.500 euro al giorno per bettoline da 5.000 m<sup>3</sup>, 15.000-25.000 euro al giorno per le 7.500 m<sup>3</sup> e 35.000-50.000 Euro al giorno per le 30.000 m<sup>3</sup>).

Le unità navali “bettoline GNL” che possono offrire attualmente servizi spot ai depositi SSLNG italiani sono la:

- ✓ Coral Methane
- ✓ Bunker Breeze
- ✓ Oizmendi

Nella Tabella 2, sono riportati i dati tecnici e operativi di tali unità navali.

Tabella 2: Profili tecnici/operativi delle unità navali bettoline GNL con possibile impiego spot a livello nazionale

IMO CODE	9404584	9824590	9494981
NAME	<i>Coral Methane</i>	<i>Bunker Breeze</i>	<i>Oizmendi</i>
HOME PORT	Rotterdam	Algeciras	Huelva
YEAR OF BUILD	2009	2018	2009
BUNKERING START DATE	2018	2018	2018
FUNCTIONALITY	Bettolina LNG STS	Bettolina LNG STS	Bettolina LNG STS
TARGET INFRASTRUCTURE	Isole Canarie e West MED	Terminal LNG Algeciras	Huelva LNG terminal/Bilbao LNG Terminal
GROSS TONNAGE (GT)	7.907	3.149	2.036
CAPACITY (M <sup>3</sup> )	7.551	1.176	588
DRAUGHT	7,15	5,38	4,20
BUNKER OPERATOR	Shell	CEPSA	CEPSA
OWNER	Anthony Veder Rederij BV	Suardiaz Energy Shipping	Itsas Gas Bunker Supply SL
REMARKS	<p>Nave da trasporto multigas LNG / GPL / LEG, sviluppata per Gasnor (sussidiaria Shell), convertita per funzionare come nave bunker GNL</p> <p>Protagonista del primo rifornimento svolto in Italia, che ha visto coinvolti Costa Smeralda e la stessa Coral Methane di Shell che hanno effettuato tale operazione in precedenza già altre 49 volte presso gli scali di Barcellona e Marsiglia.</p> <p>Le operazioni hanno avuto inizio alle 10.58 e termine alle ore 16.13 durante queste ore è stata interdetta la navigazione (con apposita ordinanza della Capitaneria di porto) per un raggio di 100 metri dal punto di attracco delle manichette, al fine di non creare moto ondoso secondo quanto stabilito dalla valutazione del rischio.</p> <p>Il trasferimento di combustibile avvenuto in poco più di 5 ore, ha visto un rateo massimo di rifornimento di circa 630 m<sup>3</sup>/h, per un totale di bunker pari a 2400 m<sup>3</sup> circa (l'equivalente di 1040 m/tonn. circa).</p>	<p>Nave bunker multicomcombustibile da 5.250 dwt, di proprietà di Suardiaz Energy Shipping e costruita nel cantiere Zamakona di Bilbao</p> <p>Bunker Breeze dispone di quattro serbatoi a pressione cilindrici, montati sul ponte, ciascuno da 300 m<sup>3</sup> e 10 serbatoi sottocoperta in grado di trasportare 4.000 m<sup>3</sup> di olio combustibile e 1.000 m<sup>3</sup> di gasolio marino.</p> <p>Il progetto Bunker Breeze ha beneficiato del sostegno finanziario disponibile nell'ambito dell'iniziativa alveare Core LNGas sostenuta dall'Unione Europea. Lo schema incoraggia lo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione per consentire l'uso del GNL come carburante per il trasporto, in particolare per le navi, nella penisola iberica.</p>	<p>Oizmendi è un'ex nave antinquinamento da 3.200 dwt convertita con due serbatoi GNL di tipo C da 300 m<sup>3</sup> montati sul ponte</p> <p>Protagonista del trasferimento pilota da nave a nave di circa 90 m<sup>3</sup> di GNL, alla cemeniteria M.V. Irlanda, ormeggiata nel porto di Bilbao all'inizio di febbraio 2018.</p> <p>Il progetto Oizmendi ha beneficiato del sostegno finanziario disponibile nell'ambito dell'iniziativa alveare Core LNGas sostenuta dall'Unione Europea. Lo schema incoraggia lo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione per consentire l'uso del GNL come carburante per il trasporto, in particolare per le navi, nella penisola iberica.</p>

Fonte: Ns. elaborazioni da database “Depositi&bunkering GNL”

Naturalmente, nel caso di assoluta necessità di bunkeraggio, le operazioni di bunkeraggio di tipo STS possono essere svolte anche dalle unità navali bettolina GNL attualmente impiegate nel Nord Europa, quali la Coral Fraseri, Gas Agility, Green Zeebrugge, anche se tale opzione risulta non vantaggiosa da un punto di vista economico, dato l'elevato costo logistico connesso al noleggio spot di tali unità navali, le quali impiegano per raggiungere i porti italiani circa dai 5 agli 8 giorni di viaggio, 2.000-2.800 miglia di navigazione alla velocità di 13-16 nodi all'ora.

A livello prospettico, sempre tramite l'utilizzo dei suddetti software e di ricerche di tipo "desk e online" si è potuto verificare lo scenario nel breve-medio termine della composizione della flotta "bettoline GNL" per cui è previsto l'impiego dedicato in modo continuativo lungo la catena distributiva del GNL nell'area marittima italiana, le quali risultano essere la:

- ✓ Avenir bunker vessel 3
- ✓ Poseidon Med II bunkering barge

In Tabella 3, sono riportati i dati tecnici e operativi di tali unità navali.

Tabella 3: Profili tecnici/operativi delle bettoline GNL previste per l'impiego dedicato ai depositi SSLNG nazionali

<b>IMO CODE</b>	9868962	NA
<b>NAME</b>	<i>Avenir bunker vessel 3 (Hp: Avenir Aspiration)</i>	<i>Poseidon Med II bunkering barge</i>
<b>HOME PORT</b>	Oristano, Sardinia	Revithoussa
<b>YEAR OF BUILD</b>	2021	2021
<b>BUNKERING START DATE</b>	2020	2020
<b>FUNCTIONALITY</b>	Bettolina LNG STS	Bettolina LNG STS
<b>TARGET INFRASTRUCTURE</b>	Deposito costiero HIGAS di Oristano	Deposito Decal porto di Marghera
<b>GROSS TONNAGE (GT)</b>	7.308	NA
<b>CAPACITY (M<sup>3</sup>)</b>	7.350	4.000
<b>DRAUGHT</b>	5,65	3,70
<b>BUNKER OPERATOR</b>	TBC	DEPA
<b>OWNER</b>	Avenir LNG	JV led by DEPA

Fonte: Ns. elaborazioni da database "Depositi&bunkering GNL"

Riguardo alla nave Avenir Bunker vessel 3 (ipotizzata essere la Avenir Aspiration) notizie di settore riportano che la JV Avenir LNG (Stolt-Nielsen 50%, Golar LNG 25% and Höegh LNG 25%), proprietaria di una flotta di 4 navi bettoline GNL, avrebbe dovuto a fine 2020 noleggiare per una durata di 3 anni al terminal di Higas di Oristano l'unità navale Avenir Advantage progettata dall'italiana Marine Engineering Services (M.E.S.) e consegnata ad Avenir LNG Limited dal cantiere Keppel Nantong Shipyard del gruppo Keppel Offshore & Marine.

Nel mese di dicembre 2020 la compagnia ha invece deciso di impiegare tale unità navale in Sud Asia, portando la nave verso la Malesia.

L'unità navale Avenir Advantage sarà infatti impiegata per tre anni a time charter con la società Petronas LNG Sdn Bhd diventando la prima liquefied natural gas bunkering and supply vessel attiva nel sud-est asiatico per rifornire navi e depositi small scale.

Al posto di tale unità navale, si presuppone che al servizio del terminal Higas di Oristano farà rotta entro il primo semestre del 2021 l'Avenir Aspiration, unità navale con le medesime caratteristiche tecniche della Avenir Advantage, ovvero 7.500 m<sup>3</sup> di capacità.

Tale ipotesi è confermata dal fatto che l'altra unità navale della flotta societaria con caratteristiche simili, l'Avenir Accolade, è attualmente impiegata per caricare il GNL da Golar Nanook per la consegna a vari porti in tutto il Brasile.

Con riferimento all'unità navale "Poseidon Med II bunkering barge", la cui costruzione è inclusa nel progetto Poseidon Med II, cofinanziato dallo schema della rete transeuropea di trasporto (TEN-T) dell'Unione europea, ai fini dell'espansione dinamica del GNL nel trasporto marittimo del Mediterraneo orientale, il cantiere navale Rosetti Marina di Ravenna è stato selezionato per la sua costruzione.

L'unità navale in oggetto è una "dual fuel", LNG / MDO, di tipo "Semi-Ballastable Barge Transporter (SBBT)" con una capacità di 4.000 m<sup>3</sup> di GNL e 1.000 m<sup>3</sup> di MDO composta da un pontone non motorizzato di 86 metri e da un rimorchiatore di 37 metri.

La nave è prevista in consegna nel 2021 e opererà principalmente nel Mare Adriatico settentrionale e in particolare al servizio del porto di Marghera e Ravenna.

Infine, per quanto concerne le operazioni di approvvigionamento dei depositi SSLNG nazionali, si riporta una notizia di settore degli ultimi giorni, ovvero l'entrata in operatività ad inizio 2021 della metaniera Ravenna Knutsen, noleggiata con un contratto di lungo periodo da Edison (12 anni) per il rifornimento dei depositi costieri che la società ha in costruzione a Ravenna (in collaborazione con Gruppo PIR), autorizzato a Oristano, in progetto a Napoli (in collaborazione con Q8) e Brindisi.

Nella Tabella 4 sono riportati i dati tecnici/operativi di tale unità navale metaniera che verrà utilizzata per il rifornimento dei depositi SSGNL nazionali.

*Tabella 4: Profili tecnici/operativi della Metaniera "Ravenna Knutsen" impiegata per il rifornimento dei depositi SSLNG nazionali*

<b>IMO CODE</b>	9874040
<b>NAME</b>	<b><i>Ravenna Knutsen</i></b>
<b>YEAR OF BUILD</b>	2021
<b>BUNKERING START DATE</b>	2021
<b>FUNZIONALITÀ</b>	Metaniera SSLNG
<b>TARGET INFRASTRUCTURE</b>	Depositi costieri di Ravenna, Oristano, Napoli, Brindisi
<b>GROSS TONNAGE (GT)</b>	27.100
<b>CAPACITY (M<sup>3</sup>)</b>	29.400
<b>DRAUGHT</b>	8,10
<b>BUNKER OPERATOR</b>	Edison Oil SpA
<b>OWNER</b>	Knutsen OAS Shipping AS

Fonte: Ns. elaborazioni da database "Depositi&bunkering GNL"



#### *1.4. Analisi delle strategie energetiche e ambientali rivolte alla soluzione GNL in ambito portuale mediante l'esame dei DEASP*

I documenti di Pianificazione Energetico Ambientale (DEASP) dei Sistemi Portuali, come indicato al comma 3 del nuovo articolo 4-bis della Legge n. 84/1994, rappresentano i principali documenti programmatici in capo alle Autorità di Sistema Portuale per definire gli “indirizzi strategici per l’implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l’efficienza energetica e di promuovere l’uso di energie rinnovabili in ambito portuale”.

L’ambito di riferimento dei DEASP, dunque, non è dunque solo limitato al settore energetico, ma abbraccia fini e obiettivi più ampi di sviluppo sostenibile e tutela ambientale relativi all’industria portuale, con specifico riferimento “alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>”, a valle di un’analisi specifica della “carbon footprint” e delle emissioni prodotte in ambito portuale.

L’efficientamento energetico e l’uso di fonti rinnovabili in ambito portuale possono essere ottenuti attraverso la realizzazione di diversi interventi ed opere, tra le quali rientra l’adozione del GNL non solo come combustibile marittimo ma anche come fonte energetica per i mezzi e le attrezzature portuali e per la generazione di energia (co-tri generazione).

In particolare, in ambito portuale, la minimizzazione delle emissioni e degli inquinanti può essere conseguita principalmente attraverso il cambio del vettore energetico sia per le navi in banchina, che per gli apparati e i veicoli di servizio, attraverso l’elettrificazione dei consumi, oppure tramite l’uso del GNL in luogo di combustibili maggiormente inquinanti<sup>4</sup>.

Le stesse Linee guida per la redazione dei Piani regolatori di sistema portuale emanate a livello centrale, individuano il GNL come uno degli interventi concreti volti al soddisfacimento dell’obiettivo strategico di miglioramento della sostenibilità energetica ed ambientale dei porti: nella categoria a) “interventi che riguardano i consumi energetici dei natanti, dalle grandi navi ai piccoli natanti di servizio; a questa categoria appartengono, oltre alla elettrificazione delle banchine, anche la possibile alimentazione delle grandi navi a GNL, prevedendo sia le infrastrutture necessarie per i rifornimenti, sia misure di incentivazione per gli armatori che intendano adeguare le navi stesse”.

Le linee guida si spingono dunque oltre, non solo individuando il GNL come possibile soluzione e intervento, ma raccomandando la realizzazione di infrastrutture necessarie per il rifornimento in ambito portuale e misure di sostegno e incentivo per la compagine armatoriale.

Il crescente ruolo del GNL come misura di abbattimento degli impatti ambientali della navigazione e delle attività portuali è stato confermato dall’analisi dei DEASP di tutte le Autorità di Sistema Portuali nazionali.

In tutti i DEASP analizzati, il tema GNL è stato espressamente citato e richiamato come misura di abbattimento degli impatti ambientali. Le analisi condotte sullo specifico tema del GNL hanno trasversalmente riguardato:

- ✓ Inquadramento generale e principali caratteristiche del GNL come opzione di abbattimento degli inquinanti;
- ✓ Analisi delle principali soluzioni di stoccaggio e trasferimento del GNL in ambito portuale;
- ✓ la necessità di realizzare un impianto di stoccaggio di GNL in porto;
- ✓ il tema della sicurezza e delle analisi di rischio per il GNL;
- ✓ lo scenario di riferimento del GNL e lo studio della domanda
- ✓ preliminari analisi di fattibilità in merito a localizzazioni in ambito portuale e alle principali caratteristiche tecniche (prevalentemente relative alla possibilità di installare stoccaggi:

---

<sup>4</sup> È doveroso sottolineare, tuttavia, come, nonostante l’uso del GNL garantisca notevoli riduzioni delle emissioni inquinanti (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM), esso presenti punti di criticità riguardo alle emissioni climalteranti nella fase dello stoccaggio, sia negli impianti sia a bordo dei veicoli oltre a rilevanti problemi di sicurezza e di impatto paesaggistico.

- a serbatoio atmosferico da 10.000-20.000 m<sup>3</sup>
- modulari da 5.000-10.000 m<sup>3</sup>
- tramite floating Unit (FSU)

Per quanto riguarda le principali analisi relative alle ipotesi dimensionali e tecniche delle infrastrutture GNL (serbatoio atmosferico, modulare o flottante), i DEASP hanno riportato i dati relativi ai progetti più maturi già analizzati nel precedente paragrafo 1.1, individuando all'interno dei DEASP una specifica sezione o un allegato dedicato alla realizzazione di depositi costieri per il GNL.

In aggiunta alla generale descrizione dei possibili sistemi di stoccaggio e distribuzione del GNL, solo alcuni Sistemi Portuali si sono spinti a identificare specifici Interventi programmatici volti all'accelerazione dello sviluppo del GNL in ambito portuale. Tra questi risultano:

- ✓ L'AdSP del Mar Ligure Occidentale, che all'interno degli interventi del DEASP cita la realizzazione di una stazione mobile di Gas Naturale Liquefatto da circa 50m<sup>3</sup> (all'interno del Progetto "GNL FACILE"), per l'ambito temporale 2020 – 2021, sia per mezzi marittimi che terrestri all'interno del porto di Genova e uno specifico "Demo Day".
- ✓ L'AdSP del Mar Ionio che individua due interventi tesi alla realizzazione di uno studio di fattibilità tecnico economica per la realizzazione di sistemi di alimentazione dei mezzi a GNL e l'avvio della relativa procedura per la manifestazione di interesse (2021).
- ✓ L'AdSP del Mar Adriatico Centro Settentrionale che ha preso in esame l'opportunità di intervenire con retrofit GNL sulle imbarcazioni che operano all'interno del porto canale: i rimorchiatori e le imbarcazioni per servizio di bunkeraggio e pulizia degli specchi d'acqua.
- ✓ L'AdSP del Mar Tirreno Centrale che ha individuato come intervento specifico per la riduzione delle emissioni al 2030 l'incentivazione, mediante agevolazioni tariffarie, dell'uso del GNL in sostituzione dei combustibili tradizionali, sia per il porto di Napoli, sia per il porto di Salerno.

È da sottolineare come l'utilizzo di incentivi ad hoc, anche di natura tariffaria, per la promozione del GNL come combustibile, sebbene rientri tra le misure espressamente richiamate dalle linee guida nazionali dei DEASP, sia stato preso in esame solo da due Autorità di Sistema Portuale (oltre alla AdSP del Mar Tirreno Centrale, anche la AdSP del Mar Tirreno settentrionale cita questa possibilità, nonostante non la individui all'interno delle specifiche misure e interventi attuati dal DEASP). Maggiori informazioni sui possibili incentivi allo sviluppo del GNL sono riportati all'interno del paragrafo 5.3.

Per quanto riguarda l'analisi degli impatti ambientali delle misure individuate in ambito GNL, solo tre AdSP hanno proceduto a quantificare la riduzione dell'inquinamento delle aree portuali a seguito degli specifici interventi proposti, in particolare:

- ✓ La AdSP del Mar Tirreno Centrale, in relazione agli scenari della domanda sopra citati (tasso di sostituzione con GNL pari almeno al 20% del consumo attuale), ha stimato una riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> equivalente quantificabile in 12.693 t/anno per il porto di Napoli e 2.539 t/anno per il porto di Salerno, una riduzione del PM10 pari a 79.859 (kg/anno) per Napoli e 15.972 (kg/anno) per Salerno, una riduzione dei NO<sub>x</sub> pari a 915.420 (kg/anno) per Napoli e 75.884 (kg/anno) per Salerno.
- ✓ Le AdSP del Mar Ligure Occidentale e del mar Adriatico Centro Settentrionale che hanno calcolato la riduzione delle emissioni rispettivamente per l'intervento relativo alla realizzazione della stazione mobile del progetto "GNL facile" nel porto di Genova e del retrofit delle imbarcazioni portuali, di cui per entrambi i casi vengono forniti specifici dettagli nel seguito del capitolo.

A queste si aggiunge l'AdSP del Mare di Sardegna, che nonostante non abbia individuato specifiche misure e interventi da attuare in ambito GNL, riporta i tassi di riduzione delle emissioni locali CO<sub>2</sub> relative all'impiego del GNL per i mezzi portuali in riferimento al porto di Cagliari, nelle ipotesi di totale conversione a GNL

(28%), nell'ipotesi di adozione di sistemi ibridi a GNL (58%) e nelle ipotesi di adozione sistemi ibridi a GNL congiuntamente all'elettrificazione (75%).

È da sottolineare come, nonostante le linee guida sui DEASP prevedessero la realizzazione di specifiche analisi costi-benefici o costi-efficacia in merito ai diversi interventi di mitigazione ambientale, nessuna AdSP abbia previsto all'interno del proprio DEASP tale analisi. Solo l'AdSP del mar Adriatico Centro Settentrionale ha condotto un'Analisi costi-efficacia sull'intervento di retrofit delle unità navali e la AdSP del Mar Ligure Occidentale che ha condotto una sintetica analisi di fattibilità economico-ambientale relativa alla stazione mobile.

Infine, a sostegno delle diverse opzioni progettuali individuate all'interno dei DEASP in merito ai possibili sistemi di stoccaggio e distribuzione del GNL in ambito portuale, solo tre AdSP hanno riportato specifici studi della domanda potenziale che andassero a verificare e supportare le ipotesi relative all'offerta e agli interventi previsti. Tra queste la:

- ✓ AdSP del Mar Tirreno Centrale che ha postulato l'assunzione di un tasso di sostituzione dei carburanti tradizionali con il GNL pari almeno al 20% del consumo attuale dei natanti in manovra e in sosta nei porti (circa 200.000 MWh/anno di energia primaria per Napoli e 40.000 MWh/anno per Salerno).
- ✓ AdSP del Mare Adriatico Centrale che ha riportato uno specifico studio sulla domanda potenziale di GNL per il porto di Ancona condotto all'interno del progetto Europeo GAINN4MOS. Tale studio ha stimato una domanda complessiva annuale attesa di GNL per i mezzi terrestri e quelli marittimi, prevedendo lo sviluppo del mercato del GNL a partire dal 2020, il raggiungimento del 30% della domanda complessiva entro il 2025 (circa 125.000 m<sup>3</sup>) e una crescita significativa della domanda dal 2025 fino a raggiungere a regime (2030) circa 417.000 m<sup>3</sup>.
- ✓ AdSP del Mar Tirreno Centro-Settentrionale che ha incluso nel DEASP un'ampia trattazione sulla domanda prospettica relativa all'utilizzo del GNL nel comparto marittimo di riferimento per il porto di Civitavecchia. Il GNL è previsto esaudire complessivamente una domanda di 21.760 MWh al 2019, 22.980 MWh al 2030, 25.370 MWh al 2040. Le assunzioni alla base dell'analisi sono di particolare interesse:
  - il GNL è considerato un combustibile di transizione adoperato nel periodo 2025-2040 (nessun consumo di GNL è stato previsto dopo il 2040);
  - il settore delle crociere rappresenta la principale voce di consumo, prevedendo che verrà utilizzato il GNL quale combustibile da circa il 25% delle navi nel periodo 2025-2040;
  - per il settore ferry non è previsto l'utilizzo di GNL;
  - per il settore Cargo verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 20% delle navi nel periodo 2025-2040.

Dall'analisi complessiva di tutti i documenti di Pianificazione Energetico Ambientale (DEASP) dei Sistemi Portuali nazionali è emersa una generale frammentazione e mancanza di omogeneità nell'analisi e nella metodologia di approccio alla tematica GNL e ai relativi specifici interventi da attuare. È emersa inoltre una proliferazione di intenti programmatici e infrastrutturali diffusi sull'intero territorio nazionale senza una precisa politica gerarchica/prioritaria.

Il quadro appare ancor più complesso in considerazione della particolare importanza di un'implementazione omogenea e coordinata dello sviluppo della rete GNL alla luce della caratteristica di continuità e complementarità/sostituibilità che caratterizza il comparto della navigazione marittima e della domanda potenziale di GNL che risulta limitata nei quantitativi e nella sua temporaneità.

È dunque molto importante che vi sia, a livello centrale, un forte ruolo di coordinamento e armonizzazione dei diversi interventi previsti, programmati o in atto, relativi allo sviluppo della rete di distribuzione e stoccaggio del GNL in ambito portuale. In quest'ottica il ruolo della Conferenza nazionale delle Autorità Portuali nel

coordinamento delle politiche da adottare nei singoli DEASP risulta fondamentale a questo scopo, per indirizzare l'attività programmatica dei porti, anche in relazione ai tempi e alle localizzazioni, per mirare a una realizzazione armonica, complementare e compatibile degli interventi sollecitati dalla Direttiva DAFI, coordinando le misure volte a diffondere l'implementazione dei combustibili alternativi, in primis l'alimentazione a GNL e l'elettrificazione delle banchine.

Di seguito vengono riportati in due specifici paragrafi le analisi più significative relative ai casi studio condotti rispettivamente dalla AdSP del Mar Adriatico Centro Settentrionale e dalla AdSP del Mar Ligure Occidentale. In appendice è riportato un allegato completo che riporta gli estratti delle sezioni specifiche relative al tema GNL inseriti all'interno dei vari DEASP analizzati a livello nazionale. La Tabella 10 riporta in maniera schematica e coordinata le principali informazioni contenute nei suddetti documenti.

#### 1.4.1. Il case study relativo al retrofit GNL dei natanti del porto di Ravenna

Nell'analisi condotta nel DEASP dell'AdSP del Mar Adriatico centro Settentrionale, per quanto riguarda gli interventi tesi alla mitigazione degli impatti ambientali della attività marittime e portuali e per lo specifico caso del GNL, si è preso in esame l'opportunità di intervenire sulle imbarcazioni che operano in continuo all'interno del porto canale: i rimorchiatori e le imbarcazioni per servizio di bunkeraggio e pulizia degli specchi d'acqua. Per l'intervento individuato, ossia il Retrofit a GNL, trattandosi di una procedura di valutazione non richiesta obbligatoriamente, è stata condotta una specifica Analisi costi-efficacia. L'intervento individuato è stato confrontato con altre tre misure di intervento, rispettivamente:

- ✓ intervento di installazione di un impianto fotovoltaico;
- ✓ elettrificazione delle attività di banchina (per l'alimentazione delle gru utilizzate per la movimentazione delle merci in luogo dell'utilizzo dei generatori diesel);
- ✓ impianto fotovoltaico per la produzione di energia per le imprese portuali.

Sull'assunto che in molti casi gli interventi energetico-ambientali finalizzati alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> possono comportare significativi benefici collaterali per altri fattori inquinanti, le analisi del DEASP hanno considerato, attraverso opportuni fattori di equivalenza indicati dalle Linee Guida dello stesso DEASP, anche le tonnellate evitate di particolato (PM<sub>2,5</sub>) e di SO<sub>x</sub>. Per il GNL in particolare, per la stima delle tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente si sono presi a riferimento i valori indicati da Assogastecnici e riepilogati nella tabella seguente.

Tabella 5: fattori di equivalenza indicati dalle Linee Guida per la stima delle tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente

Inquinante /CO <sub>2</sub>	g/litro gasolio	g/litro LNG
<b>CO<sub>2</sub></b>	1940,01	1058,60
<b>PM</b>	0,03	0,01
<b>NO<sub>x</sub></b>	0,00	0,00

Fonte: DEASP AdSP del Mar Adriatico Centro Settentrionale

Il limite, per quanto riguarda la scelta dell'intervento relativo alle misure di mitigazione ambientale derivanti dai natanti (navigazione marittima), sta nel fatto di aver generalmente considerato al di fuori "dall'ambito di controllo dell'Autorità di Sistema Portuale" tutte le emissioni derivanti dalle imbarcazioni in sosta ed in movimentazione all'interno del porto, tranne quelle di diretto o parziale controllo della AdSP relative ai servizi di interesse generale e tecnico/nautici (limitate al solo 0,6% del totale di 72.200 tCO<sub>2</sub> equivalente di emissioni prodotte dalla navigazione nell'anno 2018).

Nello specifico, il caso Studio relativo al GNL nel DEASP ha verificato l'intervento di Refitting solamente nei casi in cui la vita residua dei natanti sia di almeno 20 anni o l'anno di costruzione sia antecedente al 2010. La scelta dei natanti oggetto dell'ipotesi di intervento è stata condotta sulla base della vetustà delle imbarcazioni, privilegiando quelli relativamente più recenti con un numero di anni di servizio che giustificasse un intervento di retrofit a pochi anni dall'acquisto.

Per questo motivo, l'analisi costi-efficacia relativa all'ipotesi di intervento di retrofit a GNL ha interessato, tra tutti i natanti che operano all'interno del Porto di Ravenna, i rimorchiatori "Eduardo Junior" in servizio dal novembre 2003 e il "Cristina Antonia" in servizio dal 2004. È stata inoltre inclusa nell'analisi anche l'imbarcazione "Ronco" in servizio dal gennaio 2010, che effettua i servizi portuali di antinquinamento marino.

### **L'intervento sui rimorchiatori**

L'entità dell'investimento per il retrofit a GNL dei rimorchiatori è stata quantificata prevedendo un importo standard unitario di 540,00 €/kW di potenza, per un totale di € 2.187.000,00 per ciascuno dei natanti.

Nel 2018 il consumo di ciascuna di queste imbarcazioni si è attestato sui 300.000 litri di gasolio all'anno, mentre con l'intervento proposto si stima un consumo annuo di 90.000 litri di gasolio e di 178.500,00 litri di LNG a parità di lavoro. Il solo passaggio dal consumo esclusivo di gasolio a quello contestuale di gasolio e LNG comporterebbe una riduzione dei costi da € 492.000,00 a € 340.380,00 per un risparmio complessivo annuo di € 151.620,00 dovuto in parte alla differenza di prezzo tra il gasolio marino ed il GNL, calcolato rispettivamente a 0,82 €/l e 0,54 €/l.

Il retrofit dei motori consentirebbe quindi di evitare 228,50 t CO<sub>2</sub>eq ogni anno e in media 5.598,17 t CO<sub>2</sub>eq nel periodo di riferimento preso in analisi (rispettivamente 24 e 25 anni).

### **L'intervento sull'imbarcazione dei servizi portuali**

L'entità dell'investimento per il retrofit a GNL del natante "Ronco" è stata quantificata prevedendo un importo standard unitario di 480,00 €/kW, per un totale di € 423.360,00. Nel 2018 "Ronco" ha consumato 13.000,00 litri di gasolio all'anno, mentre con l'intervento proposto si stima un consumo di 3.900 litri di gasolio e di 7.735 litri di LNG a parità di lavoro. Il solo passaggio dal consumo esclusivo di gasolio a quello di gasolio ed LNG comporterebbe una riduzione dei costi da € 10.660,00 (indicizzati al 2018) a € 7.374,90, per un risparmio di € 3.285,10 l'anno, pari, nell'intera vita utile residua dell'imbarcazione (31 anni), a € 101.838,10. In questo caso, il retrofit dei motori consentirebbe di evitare 9,90 tCO<sub>2</sub>eq/anno e 306,95 tCO<sub>2</sub>eq nel periodo di riferimento preso in analisi.

Dall'analisi effettuata sui natanti si evidenzia che a fronte di indubbi benefici ambientali (riduzioni pari a oltre 450 ton/anno di CO<sub>2</sub> anno), l'ipotesi di intervento di retrofit a GNL risulta essere economicamente non sostenibile in quanto il ritorno sull'investimento è superiore alla vita utile delle imbarcazioni.

Alla luce delle analisi riportate nei paragrafi precedenti, l'indicatore analisi costi-efficacia (kgCO<sub>2</sub>eq evitati per € di investimento) ha dimostrato che ciascun euro investito per il retrofit dei motori del natante "Ronco" consentirebbe di risparmiare solo 0,73 kg CO<sub>2</sub>eq nel corso della sua vita tecnica residua, mentre nel caso dei rimorchiatori, ciascun euro investito per il retrofit dei motori consentirebbe di risparmiare 2,56 kg CO<sub>2</sub>eq.

Nell'analisi comparativa, l'ipotesi di intervento di elettrificazione per l'attività di banchina ha presentato il valore dell'indicatore di costi-efficacia più vantaggioso (70 kgCO<sub>2</sub>eq), seguita dall'ipotesi di installazione di un impianto fotovoltaico per le imprese portuali.

Tabella 6: analisi del case study relativo al retrofit GNL dei natanti del porto di Ravenna

Imbarcazione	N. Motori	Kw (hp)	Deliv. Date	Consumo ante gasolio (l)	Consumo post gasolio (l)	Consumo post GNL (l)	Costo refitting (€/kw)	Costo refitting (€)
<b>Rimorchiatore Eduardo junior</b>	2	4050	Nov-03	300.000	90.000	178.500	540,00 €	2.187.000
<b>Rimorchiatore Cristina Antonia</b>	2	4050	Mar-04	300.000	90.000	178.500	540,00 €	2.187.00
<b>Imbarcazione Ronco</b>	2	882	Gen-10	13.000	3.900	7.735	480,00 €	423.360,00

Fonte: DEASP AdSP del Mar Adriatico Centro Settentrionale

Tabella 7: riduzioni di CO<sub>2</sub> e indicatore costi-efficacia dell'opzione di retrofit GNL dei natanti del porto di Ravenna

Misura/intervento	Tecnica valutativa eseguita	Costo investimento iniziale	Periodo di riferimento	Indicatore costi-efficacia (kgCO <sub>2</sub> eq per € di investimento)	Riduzione prevista CO <sub>2</sub> (ton medie annue)
<b>Retrofit a GNL di due rimorchiatori</b>	Analisi costi - efficacia	€ 4.374.000	24;25	2,56	456,99
<b>Retrofit a GNL di un natante adibito ai servizi portuali antinquinamento</b>	Analisi costi - efficacia	€ 423.360	31	0,73	9,9

Fonte: DEASP AdSP del Mar Adriatico Centro Settentrionale

#### 1.4.2. Il case study relativo alla stazione mobile GNL del porto di Genova

Il caso di studio riportato dal DEASP della AdSp del Mar Ligure Occidentale fa riferimento allo specifico intervento denominato “NAT 2 – stazione mobile di gas naturale liquefatto” parte del progetto europeo “GNL FACILE” (GNL Fonte Accessibile Integrata per la Logistica Efficiente) finanziato nell’ambito del Programma Interreg Marittimo Italia-Francia 2014-2020, coordinato dall’AdSP del Mar Tirreno Settentrionale. Il progetto mira a realizzare 8 azioni pilota con stazioni mobili di rifornimento GNL nei principali porti commerciali dell’area di programma: Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, La Spezia, Marina di Carrara e Tolone.

Il progetto, nello specifico, prevede la realizzazione di una stazione mobile di rifornimento di GNL con una capacità di stoccaggio pari a 55 m<sup>3</sup>, con una stima di costo pari a circa 0,4 milioni di euro.

In relazione all’intervento in oggetto non è stata condotta un’analisi costi-benefici dedicata ma una preliminare quantificazione dei benefici ambientali connessi all’intervento in oggetto stimata sulla base del numero complessivo di mezzi interessati dall’intervento e dei volumi di GNL riforniti agli stessi.

Come indicato nel DEASP, la Tabella 8 mostra la stima della riduzione di emissioni di inquinanti, nel passaggio dall’utilizzo di HFO a GNL e la sua quantificazione monetaria nei due casi: trasporto marittimo e trasporto terrestre. La quantificazione in CO<sub>2</sub> equivalente delle emissioni evitate avviene attraverso la metodologia contenuta nelle Linee Guida DEASP.

Nella successiva Tabella 9 il DEASP riporta i risultati della quantificazione economica della mancata emissione di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>2,5</sub> (espressi in termini di CO<sub>2</sub>eq) nei due casi, trasporto marittimo e trasporto terrestre, allo scopo di valutare la capacità della nuova tecnologia, in termini di beneficio ambientale, di ripagare l’investimento iniziale, pari a 400.000€. Nei vari scenari le variabili modificate sono: numero rifornimenti giornalieri, giorni di lavoro annui e anni di utilizzo della nuova tecnologia.



Da una visione complessiva dei risultati si evince come, seppur non in maniera completa, l'investimento iniziale è in parte ripagato dalle mancate emissioni di inquinanti.

Per rendere economicamente conveniente l'investimento dal punto di vista della mera riduzione delle emissioni, è necessario che l'intensità di utilizzo dell'impianto si sviluppi su un arco temporale maggiore (20 anni). Nel caso di trasporto marittimo il numero necessario di rifornimenti quotidiani (cicli completi di riempimento/svuotamento) è pari a 3, mentre nel caso di trasporto terrestre le stesse condizioni permettono il quasi completo rientro del capitale investito.

Tabella 8: stima della riduzione di emissioni di inquinanti nel passaggio dall'utilizzo di HFO a GNL

Mare					
		CO2	NOx	PM	Totale
Emissioni kg ogni kg di HFO consumata*	kg	3,21	0,045	0,0028	
Riduzione emissioni (%) nel passaggio a GNL	%	0,25	0,9	1	
Quantità non Emessa (kg) ogni kg di HFO	kg	0,8025	0,0405	0,0028	
<b>Fattori conversione in CO2</b>		<b>1</b>	<b>120</b>	<b>2193</b>	
CO2eq non emessa	kg	0,8025	4,86	6,1404	
Costo CO2	€/t	99,62203	99,62203	99,62203	
Stima Valore Monetario emissioni evitate (1 serbatoio) **	€	1,998667	12,10408	15,29298	29,39572
*Fonte: Winnes H. & Fridell E., 2009, "Particle Emissions from Ships: Dependence on Fuel Type", Journal of the Air & Waste Management Association, 59:12, 1391-1398,					
** Stima del valore monetario delle emissioni evitate con l'utilizzo di 1 serbatoio (pari 55m3) di GNL (55 m3 GNL =25t HFO)					
Terra					
		CO2	NOx	PM	Totale
Emissioni kg ogni kg di HFO consumata*	kg	3,21	0,045	0,0028	
Riduzione emissioni (%) nel passaggio a GNL	%	0,2	0,6	1	
Quantità non Emessa (kg) ogni kg di HFO	kg	0,642	0,027	0,0028	
<b>Fattori conversione in CO2</b>		<b>1</b>	<b>120</b>	<b>2193</b>	
CO2eq non emessa	kg	0,642	3,24	6,1404	
Costo CO2	€/t	99,62203	99,62203	99,62203	
Stima Valore Monetario emissioni evitate (1 serbatoio) **	€	1,5989336	8,069384	15,29298	24,9613
*Fonte: Winnes H. & Fridell E., 2009, "Particle Emissions from Ships: Dependence on Fuel Type", Journal of the Air & Waste Management Association, 59:12, 1391-1398, Table 3					
** Stima del valore monetario delle emissioni evitate con l'utilizzo di 1 serbatoio (pari 55m3) di GNL (55 m3 GNL =25t HFO)					

Fonte: DEASP AdSP del Mar Ligure Occidentale

Tabella 9: quantificazione economica della mancata emissione di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>2,5</sub>

Mare	udm	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Stima Valore Monetario emissioni evitate (1 serbatoio) *	€	29,40	29,40	29,40	29,40
Numero rifornimento serbatoio giornaliero	Numero	1	1	2	3
Giorni lavorativi annui	Giorni	265	365	365	365
Anni utilizzo nuova tecnologia	Anni	15	15	20	20
<b>totale euro</b>		<b>€ 86.623,36</b>	<b>€ 119.311,42</b>	<b>€ 291.675,58</b>	<b>€ 437.513,38</b>
* Stima del valore monetario delle emissioni evitate con l'utilizzo di 1 serbatoio (pari 55m3) di GNL (55 m3 GNL =25t HFO)					
Terra	udm	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Stima Valore Monetario emissioni evitate (1 serbatoio) *	€	24,96	24,96	24,96	24,96
Numero rifornimento serbatoio giornaliero	Numero	1	1	2	3
Giorni lavorativi annui	Giorni	265	365	365	365
Anni utilizzo nuova tecnologia	Anni	15	15	20	20
<b>totale euro</b>		<b>€ 69.868,72</b>	<b>€ 101.292,96</b>	<b>€ 247.626,62</b>	<b>€ 371.439,93</b>
* Stima del valore monetario delle emissioni evitate con l'utilizzo di 1 serbatoio (pari 55m3) di GNL (55 m3 GNL =25t HFO)					

Fonte: DEASP AdSP del Mar Ligure Occidentale

Tabella 10: Quadro sinottico degli interventi in ambito GNL individuati dai DEASP delle Autorità di Sistema Portuale nazionali

AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Mar Ligure Occidentale.</i>	Genova, Savona e vado Ligure	<i>Dic-20</i>	<p>Il DEASP ha incluso un'appendice apposita dal titolo "IL GNL COME COMBUSTIBILE ALTERNATIVO NEL QUADRO DEL DEASP" e ha ampiamente trattato al suo interno la tematica GNL, ripercorrendo tutte le analisi e gli studi elaborati con l'obiettivo di realizzare un punto di stoccaggio e distribuzione di GNL in porto. Le ipotesi tecnicamente valide e percorribili e rispettose dei principi di cautela individuati hanno riguardano le ipotesi su Multedo, su Sampierdarena, su Cornigliano, e sulla nuova diga foranea.</p> <p>In aggiunta la ADSP ha siglato nel 2018 un Protocollo di intesa sull'impiego del GNL ad uso marittimo insieme ad Assoporti, Assocostieri, Confitarma, Assoliquidi e Assoarmatori e sottoscritto in data 2/12/2019 il "Protocollo di Intesa per la promozione, la diffusione e la realizzazione e l'accettazione sociale di una rete di distribuzione del Gas Naturale Liquefatto in Liguria" con Regione Liguria, Città Metropolitana di Genova, Comune di Genova, AdSP del Mar Ligure Orientale, CIELI, Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco e le Camera di Commercio locali.</p>	SI	Intervento specifico: realizzazione di una stazione mobile di Gas Naturale Liquefatto (GNL) – Progetto "GNL FACILE", ambito temporale 2020 – 2021 che prevede la creazione di una stazione mobile di rifornimento di GNL da circa 50m3, sia per mezzi marittimi che terrestri nel porto di Genova. Per le aree considerate è poi previsto un "Demo Day" che mostrerà l'utilizzo delle suddette piattaforme in tutti i porti partner di progetto.	NO	N.D.	NO	Calcolo della riduzione di CO <sub>2</sub> e degli inquinanti relativa all'intervento stazione mobile del progetto GNL facile



AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Mar Ligure Orientale.</i>	La Spezia	feb-20	<p>Il DEASP ha affrontato la tematica GNL individuandola come possibile soluzione all'abbattimento delle emissioni, affrontando il tema</p> <p>a) Best practice BIO-GNL nel nord Europa;  b) Il processo di pianificazione delle tecnologie GNL in corso con i diversi stakeholder;  c) necessità di effettuare un'analisi di mercato ad hoc;  d) valutare le opportunità di sviluppo dell'offerta con la conversione del rigassificatore di Panigaglia che potrebbe rifornire navi e veicoli terrestri.</p> <p>La stessa ADSP ha sottoscritto lo stesso "Protocollo di Intesa per la promozione, la diffusione e la realizzazione e l'accettazione sociale di una rete di distribuzione del Gas Naturale Liquefatto in Liguria" con gli stakeholders di settore e le amministrazioni locali.</p>	NO	Nessuno specifico intervento individuato per il GNL, ricompresi in via generale tra gli "Interventi attualmente non previsti né da soggetti privati né pubblici di cui si valuta una potenziale implementazione"	NO	N.D.	NO	NO
<i>Mar Tirreno Settentrionale</i>	Livorno	gen-20 (DEASP provvisorio, in corso di realizzazione)	<p>Il tema GNL è stato trattato nell'ambito di un dibattito pubblico relativo ai seguenti aspetti:  a) Necessità di realizzare un impianto di stoccaggio di GNL per autotrazione in porto;  b) Adeguamento per servizi small scale del terminale OLT;  c) Tema della sicurezza e delle analisi di rischio per il GNL</p>	NO	Il DEASP non ha individuato specifici interventi ma solo alcuni obiettivi specifici: a) infrastrutture necessarie per i rifornimenti per l'alimentazione delle grandi navi a GNL; b) misure di incentivazione per gli armatori che intendano adeguare le navi c) Favorire la diffusione del GNL per le attrezzature portuali; d) Realizzazione di impianti per la cogenerazione anche legati al GNL	NO	N.D.	NO	NO

AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Mar Tirreno Centro-Settentrionale</i>	Civitavecchia	<i>Dic-20</i>	Il DEASP ha condotto un'analisi molto accurata sui fabbisogni energetici portuali attuali e prospettici e sulla possibilità di utilizzo del GNL come combustibile alternativo. Per quanto riguarda i depositi, al momento questi non sono preventivati da nessun operatore, anche non basato a Civitavecchia. L'Ente ha avviato una interlocuzione con Axpo AG per utilizzare il porto di Civitavecchia quale hub di bunkeraggio "ship to ship" delle navi che utilizzano GNL quale combustibile, oltre ad operazioni di trasferimento "ship to truck" di tale combustibile ad utenze basate a terra, nonché la possibilità di implementare l'uso di bio-GNL gestito da tale multinazionale. Al fine di definire l'aspetto autorizzativo inerente alla catena logistica prima descritta la Capitaneria di Porto di Civitavecchia, in data 04.11.2020, ha convocato i diversi soggetti coinvolti al fine di rendere tale catena logistica conforme al dettato normativo. Il GNL è previsto essere impiegato per circa 20 anni ovvero fino a quando non saranno sufficientemente sviluppate in ambito portuale le citate fonti energetiche non fossili.	NO	N.D.	SI	Il DEASP ha condotto uno specifico studio sulla domanda prospettica relativa all'utilizzo del GNL nel comparto marittimo di riferimento per il porto di Civitavecchia. Le assunzioni: per le crociere verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 25% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040. Per i ferry: non è previsto l'utilizzo di GNL; per il Cargo: verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 20% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040. Si prevede che il fabbisogno energetico si mantenga costante nel periodo, anche se il tasso di crescita del traffico è stimato in almeno il 5% annuo rispetto al valore del 2019. Il GNL è previsto esaudire la domanda di 21.760 MWh al 2019, 22.980 al 2030, 25.370 al 2040 e 0 al 2050.	NO	NO

AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Mar Tirreno Centrale</i>	Napoli e Salerno	nov-20	Il DEASP ha analizzato le diverse ipotesi preliminari di fattibilità per la realizzazione di un deposito GNL nel porto di Napoli. E' stato annesso anche un Allegato tecnico molto dettagliato sul GNL e sulle ipotesi tecniche e logistiche di stoccaggio e distribuzione. In una prima ipotesi preliminare, è stato adottato un serbatoio criogenico ad asse verticale con capacità di 10.000 m3. A seguito delle problematiche riscontrate, è stata indagata anche la possibilità di utilizzare un deposito galleggiante tramite "barge" (FSU) avente capacità di stoccaggio pari a 30.000 m3. L'area individuata per la dislocazione del terminale GNL è l'attracco n°59 del molo Vigliena di ponente. Sulla base di queste analisi di prefattibilità, le Società Edison e Kuwait Petroleum Italia hanno redatto un proprio studio di fattibilità per la realizzazione di un deposito costiero di GNL da 24.000 m3 ubicato all'interno dell'attuale Darsena Petroli del porto di Napoli.	SI	riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 tramite incentivazione, mediante AGEVOLAZIONI TARIFFARIE, dell'uso del GNL in sostituzione dei combustibili tradizionali, sia per il porto di Napoli, sia di Salerno Obiettivo: tasso di sostituzione con GNL pari almeno al 20% del consumo attuale dei natanti in manovra e in sosta nel porto	NO	Assunzione: tasso di sostituzione con GNL pari almeno al 20% del consumo attuale dei natanti in manovra e in sosta nel porto (circa 200.000 MWh/anno di energia primaria per Napoli e 40.000 per Salerno); si considera anche una riduzione del 2% nel consumo di energia primaria, associato alla sostituzione dei motori.	NO	Riduzione emissioni CO <sub>2</sub> eq. (t/anno): 12.693 Napoli + 2.539 Salerno; riduzione PM10 (kg/anno): 79.859 Napoli + 15.972 Salerno; riduzione NO <sub>x</sub> (kg/anno): 915.420 Napoli + 75.884 Salerno
<i>Mare Di Sardegna</i>	Cagliari, Olbia, Porto Torres, Golfo Aranci, Oristano	Gen-20	Il DEASP ha previsto un capitolo apposito sulla realizzazione dei depositi costieri GNL in corso in Sardegna, con l'analisi dettagliata della configurazione, della dotazione degli impianti e delle modalità operative dei terminali di Edison, HIGAS e IVI petrolifera. Il DEASP ha identificato il GNL come soluzione alternativa all'utilizzo del cold ironing per la riduzione delle emissioni inquinanti marittime, attraverso l'utilizzo dello stesso come combustibile per i gruppi ausiliari e identificando inoltre il GNL come possibile nuovo vettore energetico per i mezzi di terra logistici e di banchina. È stato citato il Caso Studio del porto Canale di Cagliari riguardante la conversione dei mezzi portuali e i veicoli con sistemi di propulsione ibridi, con la quale si otterrebbe un raddoppio della riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> .	NO	Riferimento solo alla realizzazione deposito costiero di GNL, anche per il Bunkeraggio e rifornimento mezzi terrestri - Iniziativa privata nel Porto di Oristano	NO	Generica analisi dell'andamento del mercato e del prezzo del GNL	NO	Riduzione emissioni locali CO <sub>2</sub> relative ai mezzi portuali, Ipotesi di conversione a GNL: -28%; Ipotesi di adozione sistemi ibridi a GNL: -58%; Ipotesi di adozione sistemi ibridi a GNL + elettrificazione: -75%
<i>Mare di Sicilia Occidentale</i>	Palermo	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D

AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Dello Stretto</i>	Gioia Tauro, Messina	<i>N.D.</i>	<i>N.D.</i>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<i>Mare di Sicilia Orientale</i>	Catania, Augusta	<i>feb-20</i>	<p>Il tema GNL è stato affrontato all'interno degli "obiettivi Specifici e Strategie integrate di Sistema Portuale" e della specifica "Gap Analysis-Strategie Integrate di Sistema", prevedendo, in ottemperanza al D.Lgs. 257/2016 e alla Direttiva 2014/94/UE:</p> <p>a) un impianto di stoccaggio e rifornimento di GNL per le navi nel porto Core di Augusta;</p> <p>b) infrastrutture/servizi di rifornimento GNL-GNC in entrambi i porti per i vettori stradali impiegati nel Ro-Ro e Ro-Pax e nelle medio-lunghe percorrenze (300-800 Km);</p>	NO	N.D.	NO	N.D.	NO	NO
<i>Mar Ionio</i>	Taranto	<i>dic-19</i>	<p>a) inquadramento generale del GNL come opzione di abbattimento degli inquinanti; b) Analisi delle principali soluzioni di stoccaggio e trasferimento del GNL in ambito portuale; c) Analisi della possibilità di realizzare un serbatoio atmosferico da 20.000 m3 e un serbatoio galleggiante (FSU); d) Prima ipotesi di localizzazione all'interno degli spazi portuali per la FSU; e) Stima sommaria dei costi di investimento per un terminal da 5.000m3</p>	SI	<p>1) Studio di fattibilità tecnico economica per la realizzazione di sistemi di alimentazione dei mezzi a GNL da condurre nel 2020;</p> <p>2) avvio procedura per la manifestazione di interesse per la realizzazione di sistemi di alimentazione dei mezzi a GNL (2021).</p>	NO	N.D.	NO	NO

AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Mare Adriatico Meridionale</i>	Bari, Brindisi	<i>mar-20</i>	Nel DEASP è dedicata una specifica sezione alla realizzazione di depositi costieri per il GNL dove viene menzionata la possibilità di prevedere, seppur in via preliminare e non ancora approfondita: a) uno stoccaggio da 20.000 m3 tramite un unico serbatoio atmosferico nel porto di brindisi, con una descrizione tecnica generica piuttosto dettagliata e l'individuazione di tre possibili localizzazioni all'interno del porto. b) un sistema di stoccaggio e distribuzione del GNL nel porto di Bari tramite l'utilizzo di un serbatoio galleggiante (FSU = Floating Storage Unit) ormeggiato in testa alla Banchina n.10	NO	N.D.	NO	N.D.	NO	NO
<i>Mare Adriatico Centrale</i>	Ancona	<i>dic-19</i>	Nel DEASP è dedicata una specifica sezione all'utilizzo del GNL come carburante alternativo, analizzando: a) lo scenario di riferimento b) le principali caratteristiche del GNL Il DEASP ha inoltre riportato i principali elementi risultanti dallo studio condotto nel progetto europeo GAINN4MOS commissionato nel 2017, relativi a: a) Analisi della domanda potenziale e futura del GNL, considerando il dimensionamento di massima e scelta della tecnologia dell'impianto di stoccaggio, con capacità di 9.000 m3 (serbatoi pressurizzati: 6 x 1.500 m3): 1° Step (1 x 1.500 m3) costo 16 mln €; Completo (6 x 1.500 m3): 40 mln €	NO	N.D.	SI	La domanda complessiva annuale attesa di GNL per i mezzi terrestri e quelli marittimi a regime (2030) è di circa 417.000 m3, prevedendo lo sviluppo del mercato del GNL a partire dal 2020, il raggiungimento del 30% della domanda complessiva entro il 2025 (circa 125.000 m3), una crescita significativa della domanda dal 2025.	NO	NO

AdSP	Principali porti di riferimento	data del documento	Temi affrontati e analisi condotte in ambito GNL	Specifici interventi in ambito GNL individuati dal DEASP	Breve descrizione dell'intervento	Specifico scenario della domanda GNL	Breve descrizione dello scenario della domanda	Analisi Costi benefici per gli interventi GNL	Analisi degli impatti ambientali
<i>Mare Adriatico Centro Settentrionale</i>	Ravenna	<i>dic-19</i>	Il DEASP ha affrontato la tematica GNL menzionando il progetto di ricerca industriale CLEANPORT (Prevedeva la progettazione e il test di prototipi in scala ridotta di motori navali parzialmente alimentati a LNG) terminato nel 2018 e facendo riferimento alla realizzazione del deposito costiero portuale da 20.000m3. La parte più interessante sul GNL è ricompresa tra gli interventi di retrofit di natanti portuali identificati tra gli specifici interventi.	SI	Si è preso in esame l'opportunità di intervenire con retrofit GNL sulle imbarcazioni che operano in continuo all'interno del porto canale: i rimorchiatori e le imbarcazioni per servizio di bunkeraggio e pulizia degli specchi d'acqua.	NO	N.D.	SI - procedura non obbligatoria - Analisi costi-efficacia	Riduzione dell'inquinamento delle aree portuali (466,89 ton/anno CO <sub>2</sub> )
<i>Mare Adriatico Settentrionale</i>	Venezia	<i>mar-20</i>	Generico rimando alla costruzione di nuove infrastrutture per la logistica del GNL, in particolare un deposito costiero e un mezzo di trasporto per la distribuzione e il bunkeraggio.	NO	Generico rimando alla costruzione di nuove infrastrutture per la logistica del GNL, in particolare un deposito costiero e un mezzo di trasporto per la distribuzione e il bunkeraggio.	NO	N.D.	NO	NO
<i>Mare Adriatico Orientale</i>	Trieste	<i>DEASP in corso di realizzazione (previsto per luglio 2021)</i>	<i>N.D</i>	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D

Fonte: ns. elaborazione sui DEASP delle AdSP nazionali

## **2. Pianificazione e sviluppo di un modello di rete integrata del GNL in ambito marittimo portuale a livello nazionale: modelli hub&spoke, catchment areas e strutture di costo per i sistemi di approvvigionamento, stoccaggio e bunkering di GNL.**

Come noto, la Direttiva 2014/94/EU del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 22 Ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), ha definito il quadro comunitario di riferimento per la pianificazione e la realizzazione di più tipologie di infrastrutture atte a supportare l'utilizzo dei combustibili alternativi al petrolio in relazione a diverse modalità di trasporto. Allo scopo di ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti, la direttiva europea come recepita a livello nazionale definisce i seguenti profili:

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

Con riferimento al trasporto marittimo e per quanto attiene al GNL, la direttiva fissa l'obbligo per i porti della rete core TEN-T di dotarsi, entro il 2025, di sistemi di bunkering atti a soddisfare la crescente domanda di questo tipo di combustibile alternativo, favorendo così l'introduzione e la diffusione dell'impiego del GNL in ambito marittimo-portuale con evidenti ricadute positive in termini di riduzione delle esternalità e degli impatti ambientali che originano dalle attività marittime negli spazi portuali dei principali porti commerciali e nelle aree costiere di prossimità. Entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi deve essere realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T (entro il 2030 per la navigazione in acque interne) (articolo 6).

La direttiva è stata successivamente recepita a livello nazionale mediante il D. Lgs. n. 257/2016, mentre il Quadro strategico nazionale per l'attuazione degli obiettivi sopra descritti risulta allegato al medesimo decreto legislativo. A sostegno della realizzazione degli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale, il medesimo D. Lgs. prevede altresì che - con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo parere della Conferenza unificata - siano adottate le linee guida per la redazione dei Piani urbani per la mobilità sostenibile-PUMS (art. 3, comma 7, lettera c). L'adozione di tali linee guida è avvenuta con D.M. 4 agosto 2017 (pubblicato nella G.U. del 5 ottobre 2017).

Nell'esame del contesto generale di riferimento a livello nazionale acquisisce poi un ruolo fondamentale il "Documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL" del marzo del 2015, che rappresenta la base su cui si sviluppa il QSN; documento questo, però, che risulta ad oggi ormai in larga parte datato rispetto agli attuali trend caratterizzanti il settore e che richiederebbe sicuramente un aggiornamento in ragione del mutato contesto competitivo e di mercato.

L'aspetto fondamentale connesso alle tematiche richiamate consiste quindi nella necessità da parte del policy maker nazionale, in modo concordato e coordinato con i principali attori economici e istituzionali rilevanti (AdSP, Capitanerie, terminalisti privati operanti nell'ambito delle attività di storage e bunkering di GNL, ecc.), di sviluppare una pianificazione delle infrastrutture nazionali per il bunkering e lo storage di GNL a livello nazionale che soddisfi i requisiti fissati dalla normativa di il GNL, temperando le diverse esigenze e i differenti interessi legittimi che provengono dai molteplici stakeholders coinvolti.

Sotto questo profilo, il presente capitolo del report si focalizza sulla valutazione dei profili strategici rilevanti a livello nazionale per addivenire a una pianificazione delle infrastrutture in oggetto che, nel raggiungere gli obiettivi posti dalla DAFI, soddisfi nel contempo le priorità strategiche nazionali ed assicuri il bilanciamento dei suddetti interessi legittimi in gioco.

Prima di sintetizzare i principi generali e i profili metodologici su cui hanno poggato le attività di ricerca e di analisi delle quali si riportano qui i principali risultati appare rilevante evidenziare alcune premesse fondamentali che attengono al tema oggetto di approfondimento:

1. Il quadro normativo richiamato impone l'obbligo di predisporre un sistema infrastrutturale per il GNL in ambito marittimo portuale che assicuri il rifornimento di GNL nei porti core TEN-T. Pertanto, il focus delle analisi in tal senso si deve concentrare sui 14 porti nazionali che fanno parte della rete core TEN-T.
2. L'obbligo richiamato riguarda la disponibilità di servizi di bunkering di GNL nei suddetti porti non prevedendo aprioristicamente la necessità di depositi per lo storage del GNL in tutti i porti richiamati. Ciò, evidentemente, consente una maggiore flessibilità strategica nella definizione di porti "Hub" per la presenza di sistemi di storage e bunkering di GNL che possano svolgere un ruolo di feeding mediante soluzioni STS rispetto ai porti "Spoke" ove rendere disponibile il bunkering di GNL senza necessariamente prevedere la realizzazione di infrastrutture per lo stoccaggio del GNL. Sulla base di questo ragionamento, ovviamente, occorre andare a definire quali possano essere le catchment areas di riferimento di ciascuno dei porti "Hub" sopra richiamati, in ragione sia dei requisiti e dei limiti tecnici, sia dei costi logistici connessi all'impiego di bunkerine per realizzare il bunkering in soluzione STS.
3. All'interno del quadro normativo/istituzionale comunitario che afferisce alla riduzione delle emissioni ambientali che originano dai sistemi di propulsione navale, l'opzione tecnologica del GNL viene considerata una soluzione almeno parzialmente "di transizione" secondo un approccio di medio/lungo termine, dal momento che detta soluzione assicura il conseguimento di importanti obiettivi in termini di riduzione delle emissioni nocive, ma da sola, non consente di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del settore marittimo-portuale fissati a livello europeo. Parlare di "soluzione per la transizione energetica" non significa asserire che detta tecnologia sia destinata a uscire dal mercato superato il periodo di transizione, ma al contrario, evidenziare la rilevanza nel momento di transizione stesso ed evidenziare come la medesima soluzione tecnologica, continuerà comunque a coesistere con le nuove future forme alternative per la propulsione navale (es. idrogeno o ammoniaca) ancora per molti anni. Sotto questo profilo, è importante considerare come i livelli di infrastrutturazione pianificati e implementati debbano essere compatibili rispetto alle prospettive di futuro progressivo ingresso sul mercato di ulteriori soluzioni tecnologiche.
4. La realizzazione e la gestione di infrastrutture per lo storage e il bunkering di GNL in ambito marittimo portuale determina CAPEX sensibilmente elevati e OPEX non trascurabili. Gli investimenti richiesti appaiono (come sarà possibile apprezzare nei paragrafi sottostanti del documento) contraddistinti da tempi di ritorno (pay back period) estesi, il che rischia di scontrarsi con le problematiche evidenziate all'interno del precedente punto 3.
5. La realizzazione di un sistema infrastrutturale per il GNL in ambito marittimo-portuale sufficientemente capillare e in linea con i requisiti posti dalla normativa di riferimento non può prescindere dalla partecipazione del settore privato. L'attrazione di adeguati investimenti privati richiede che il capitale investito possa essere remunerato a valori di mercato e in ragione dei livelli di rischio sopportati dal mercato. Tenuto conto delle attuali condizioni della domanda e delle specificità settoriali richiamate ai punti precedenti si rende necessario un coordinamento nella pianificazione e realizzazione delle suddette infrastrutture che, pur nel rispetto dei principi di libero mercato, consenta di evitare la duplicazione degli investimenti e i rischi di eccesso di capacità produttiva, al fine di assicurare ritorni economici coerenti rispetto ai profili di rischio sostenuto da parte dei privati e al contempo evitando che ciò si traduca in costi di approvvigionamento della commodity da parte dei settori utilizzatori (armamento in questo caso) che non risultino in linea con i prezzi di mercato.

La considerazione congiunta dei profili sopra richiamati ispira i profili metodologici e concettuali alla base delle attività di ricerca condotte, i cui risultati vengono discussi nei successivi paragrafi.

In particolare, il presente report, in ragione delle analisi empiriche condotte, nell'ambito della definizione di principi e criteri per la pianificazione della rete di infrastrutture per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo-portuale, propone la valorizzazione di logiche "Hub & Spoke" nell'ambito dell'impiego di soluzioni di bunkering STS, che consenta di raggiungere i seguenti risultati:



- ✓ Assicurare al 2025 il soddisfacimento dei requisiti normativi comunitari, attraverso la definizione di una rete infrastrutturale per il bunkering e lo storage di GNL in ambito-marittimo portuale che consenta il rifornimento di GNL nei 14 porti core nazionali della rete TEN-T impiegando diverse opzioni tecnologiche, tra cui anche la soluzione STS.
- ✓ Sviluppare un sistema di infrastrutturale per il GNL che poggia sulle logiche “Hub & Spoke” con riferimento a soluzioni di bunkering Ship-To-Ship che consenta di assicurare la disponibilità di servizi di bunkering non solo per i porti core TEN-T ma anche per i porti che presentano una domanda potenziale di servizi di bunkering di GNL quantitativamente non trascurabili.
- ✓ Definire un modello concettuale che individui le catchment areas potenziali di ciascun porto “Hub”, considerando congiuntamente sia i profili operativi-funzionali sia quelli economici (ovvero di costo) allo scopo di disporre di un modello solido dal punto di vista metodologico per poter supportare le scelte di localizzazione futura di impianti
- ✓ Minimizzare i livelli di infrastrutturazione connessi alla realizzazione di depositi costieri, contemperando il trade-off che sussiste tra la necessità di sviluppare una capacità di stoccaggio del GNL in ambito costiero con la necessità di ridurre il numero complessivo di impianti di stoccaggio allo scopo di conseguire maggiori economie di scala e ridurre gli investimenti complessivi richiesti per approntare la rete, pur nel rispetto della capillarità della stessa al fine di mantenere adeguati livelli di flessibilità degli investimenti e ridurre i rischi connessi ai sottostanti sunk costs.
- ✓ Assicurare la minimizzazione delle distanze di viaggio percorse dalle bettoline impiegate all’interno delle logiche di “Hub & Spoke” al fine di contenere i prezzi per il bunkering GNL sopportati dal settore armatoriale.
- ✓ Verificare la contestabilità delle suddette catchment areas rispetto a soluzioni di approvvigionamento dei porti “spoke” (ovvero di quelli non dotati di depositi per lo storage di GNL) che prevedano l’impiego di trucks invece che il ricorso a bettoline (approvvigionamento lato terra).

Tanto premesso, i seguenti paragrafi sono dedicati a:

- ✓ Fornire i profili introduttivi della catena di approvvigionamento e distribuzione del GNL (par. 2.1);
- ✓ Fornire un quadro concettuale atto alla pianificazione e sviluppo di una logistica integrata nazionale del GNL basata sulla logica “Hub&Spoke”, con particolare focus sulla logistica marittima nazionale approvvigionata tramite soluzioni di bunkering STS (par. 2.2);
- ✓ Definire la metodologia di stima per l’individuazione dei raggi geografici d’influenza dei porti Hub nazionali sui porti satellite (Spoke nazionali) (par. 2.3);
- ✓ Stimare i valori di costo della logistica di approvvigionamento e distribuzione dei depositi SSLNG nazionali (2.4);
- ✓ Definire le “catchment area” marittime-terrestri dei diversi progetti di deposito SSLNG nazionali (2.5 e 2.6).

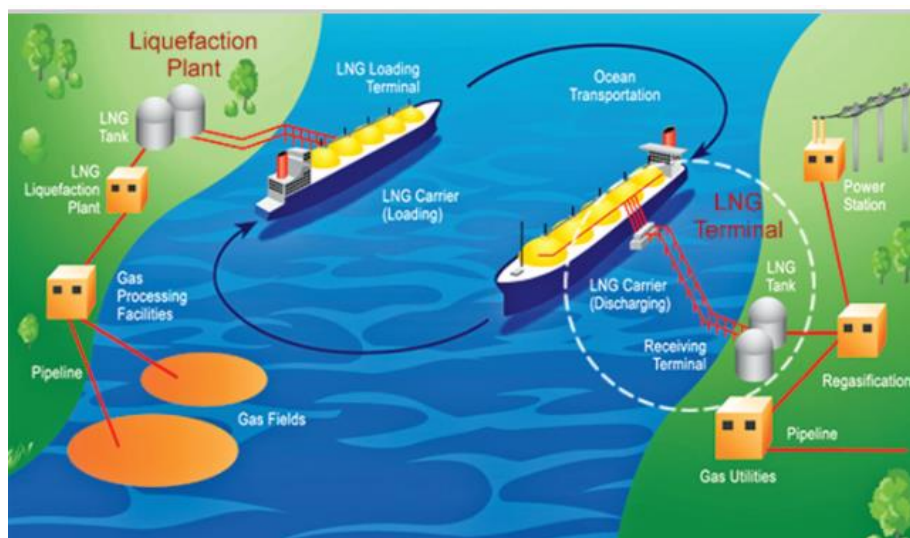
## 2.1. Verso lo sviluppo di un network infrastrutturale per il GNL in ambito marittimo portuale: profili introduttivi e metodologici

Ai fini della modellizzazione di un sistema di logistica integrata applicabile alla progettazione della rete nazionale di depositi SSLNG volta ad assicurare la disponibilità di servizi di bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale, che faccia leva prevalentemente su soluzioni di approvvigionamento e bunkering STS, in ragione delle considerazioni svolte precedentemente, appare opportuno evidenziare in primo luogo alcuni aspetti introduttivi rilevanti connessi alle specificità che caratterizzano la catena logistica (supply chain) del GNL, focalizzandosi sugli elementi infrastrutturali (nodi, facilities, mezzi di approvvigionamento, soluzioni di bunkering, ecc.).

Sotto questo profilo, dal punto di vista del design della supply chain, di particolare interesse risulta la presenza di due strutture di “supply chain GNL” differenti a seconda che il GNL sia processato e commercializzato su larga scala (supply chain tradizionale o “large scale”) oppure su scala ridotta (supply chain “small scale”). La “supply chain” tradizionale del GNL, viene tradizionalmente articolata in 4 fasi principali (Figura 4):

1. Estrazione e produzione di gas naturale
2. Liquefazione del gas naturale
3. Trasporto del GNL
4. Rigassificazione del GNL

Figura 4. “Supply chain” tradizionale del gas naturale liquefatto (GNL)



Fonte: <https://www.daily-sun.com/arcprint/details/352484/LNG-value-chain-challenges/2018-11-25>

Il processo di estrazione e lavorazione del gas naturale inizia con il processo di perforazione ed estrazione della superficie terrestre, posto in essere tramite operazioni di perforazione tradizionale, fratturazione idraulica (*fracking*), perforazione orizzontale (*horizontal drilling*) e acidificazione (*acidizing*).

Una volta estratto, il gas naturale viene inviato, attraverso metanodotti, all'impianto di liquefazione, in cui viene ripulito da impurità quali l'acqua, il propano, idrocarburi più pesanti, azoto e altre, le quali potrebbero provocare un malfunzionamento all'impianto di liquefazione o solidificare alle basse temperature necessarie per la trasformazione del gas in forma liquida, trasformazione che ha luogo proprio in tale fase. Gli impianti di liquefazione sono solitamente organizzati in unità di lavorazione in parallelo, chiamate treni, ognuna delle quali tratta una porzione di gas da liquefare rispettando uno standard di contenuto di metano che si aggira sul 90%.

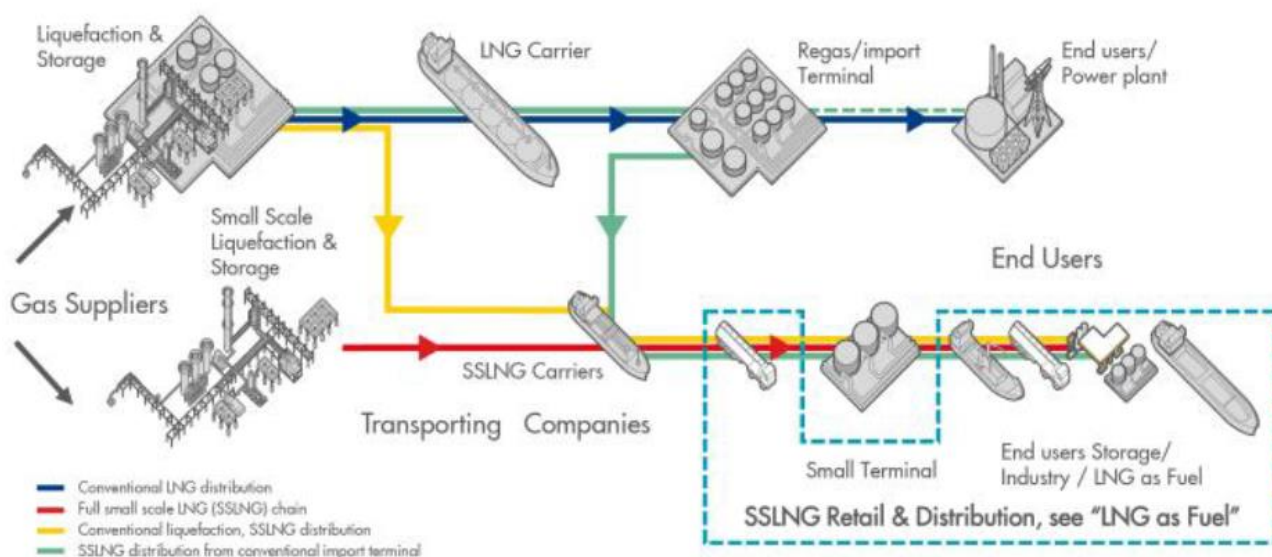
A seguito del processo di liquefazione del gas naturale, che ne riduce di quasi 600 volte il volume originale, questo viene immesso in serbatoi di stoccaggio criogenici per essere caricato sulle navi metaniere, navi con apposite cisterne criogeniche adibite al trasporto del GNL. La rotta di tali navi è verso un terminale di rigassificazione, in cui il gas naturale liquefatto, dopo essere stato stoccato in appositi depositi criogenici, viene riconvertito in gas, attraverso un processo di riscaldamento controllato.

Il gas naturale, infine, viene immesso nella rete di distribuzione nazionale, attraverso metanodotti, per giungere al consumatore finale, sia esso di tipo “business” (B2B) o “consumer” (B2C).

Variante dello schema tradizionale della “supply chain” del GNL è la rappresentata dalla filiera small scale alla quale ci si riferisce, come noto, con la dicitura SSLNG (Small Scale LNG). La relativa supply chain può essere articolata in tre fasi come indicato in Figura 5 (potendosi infatti escludere la fase della rigassificazione), in quanto il gas naturale nei terminal di ricezione resta in forma liquida e viene gestito da apposite infrastrutture dotate di sistemi di stoccaggio criogenici che possono rifornire<sup>5</sup>:

- ✓ autobotti o autocisterne;
- ✓ ISO-container;
- ✓ bettoline, shuttle;
- ✓ vagoni cisterna ferroviari;
- ✓ impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL/CNG.

Figura 5. “Supply chain” Small Scale del gas naturale liquefatto (GNL)



Fonte: LNG bunkering-TE projects' in mediterranean sea, Tractebel Engie

<sup>5</sup> Gli elementi caratteristici degli impianti di stoccaggio del GNL di tipo “small scale” sono essenzialmente, oltre ai serbatoi criogenici e le pompe criogeniche al loro servizio, i sistemi di travaso verso mezzi alimentati a GNL quali le “bunkering ship” (bettoline), veicoli cisterna, ISO container o ferrocisterne. Tali sistemi, anche detti LNGTS, sono essenzialmente sistemi di collegamento, distinti per le due fasi del sistema (carico/scarico), dotati di valvole di intercettazione, oltre ad un sistema di inertizzazione e drenaggio sulle tubazioni, che permettono oltre alle operazioni di carico del deposito anche le operazioni di scarico del GNL verso altri mezzi. In aggiunta, è il caso di evidenziare che in alcuni casi specifici, determinati dal dimensionamento e tipologia della domanda di gas, gli impianti di stoccaggio SSLNG possono essere direttamente collegati ad utenze gas, alimentate tramite la vaporizzazione del liquido prelevato direttamente dai serbatoi. Tale operazione è permessa dalla presenza in tali depositi di una sezione di vaporizzazione in cui il GNL viene gassificato per effetto dell’assorbimento di calore dall’ambiente esterno ed anche il BOG (boil off gas), prelevato per la distribuzione alla stessa temperatura del GNL, deve essere riscaldato tramite i vaporizzatori. La temperatura del gas in uscita è di circa 10 °C più bassa rispetto alla temperatura ambiente. Nei vaporizzatori atmosferici, la gassificazione avviene mediante riscaldamento con aria, con ventilazione naturale o forzata ovvero mediante vapore.

Gli elementi infrastrutturali della supply chain del GNL, nelle sue varianti large scale e small scale, che variamente concorrono a determinare la continuità degli approvvigionamenti e il corretto funzionamento delle operations variano in ragione del tipo di layout complessivamente definito e includono sia strutture, facilities ed equipment configurabile come asset fissi, quali le infrastrutture terrestri (es. impianti di liquefazione, depositi etc.), sia come asset mobili, quali le infrastrutture marittime (es. metaniere e bettoline).

Per poter meglio pianificare il sistema infrastrutturale per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo-portuale, appare pertanto rilevante procedere a fornire una sintetica ma esaustiva classificazione e descrizione dei diversi componenti ed altri elementi infrastrutturali che concorrono a definire la spina dorsale del sistema di produzione, approvvigionamento e distribuzione del GNL, focalizzandosi sugli elementi caratterizzanti lo SSLNG che costituisce (con riferimento al contesto marittimo-portuale) il core focus del presente report.

Tali infrastrutture fondamentali e componenti di sistema sono:

- ✓ Impianti di estrazione del Gas naturale: impianti situati presso la fonte del gas naturale che permettono la trivellazione del terreno, attraverso procedure tradizionali o non convenzionali come la fratturazione idraulica (*fracking*), la perforazione orizzontale (*horizontal drilling*) e l'acidificazione (*acidizing*) e la conseguente creazione di un pozzo da cui fuoriesce il gas il quale viene convogliato in appositi metanodotti.
- ✓ Metanodotto liquefazione export: metanodotto che collega il luogo di estrazione all'impianto di liquefazione.
- ✓ Impianto di liquefazione: impianto produttivo in cui avviene il processo di liquefazione in cui il gas naturale viene depurato e disidratato, fino all'ottenimento di un gas con presenza di circa il 90% di metano, e successivamente viene sottoposto a fasi alternate di compressione e raffreddamento a -162 C°. Durante il processo di condensazione (liquefazione) il volume del gas si riduce di 600 volte consentendo di immagazzinare una notevole quantità di energia in poco spazio.
- ✓ Depositi di export: depositi costieri criogenici i quali mantengono il gas allo stato liquido e lo immettono nelle cisterne criogeniche delle metaniere attraverso l'utilizzo di apposite pompe criogeniche che, in bassa pressione, spingono il GNL (sempre allo stato liquido) verso l'erogatore delle cisterne criogeniche installate sulle metaniere.
- ✓ Bettoline: unità navali utilizzate per le operazioni di bunkering GNL nell'ambito della soluzione di tipo Ship-to-Ship (STS). Tali sistemi di rifornimento vengono utilizzati nella fase di export per approvvigionare le metaniere nel caso non sia possibile un collegamento diretto tra queste e l'infrastruttura di deposito di export (operazioni di tipo Pipe-to-Ship, PTS; anche note come Terminal-To-Ship o Port-To-Ship). La classificazione di mercato condivisa e utilizzata per individuare le diverse tipologie dimensionali di bettoline ad oggi prevalentemente impiegate con riferimento alle operazioni di approvvigionamento o bunkering di GNL prevede 3 categorie principali, ovvero:
  - MV bunker GNL/bettoline small size (1.000-5.000 m<sup>3</sup>)
  - MV bunker GNL/bettoline medium size (5.001-15.000 m<sup>3</sup>)
  - MV bunker GNL/bettoline large size (15.001-30.000 m<sup>3</sup>)
- ✓ Metaniere: infrastruttura mobile utilizzata nella fase più critica della supply chain del GNL (il trasporto), nell'ambito della quale è fondamentale assicurare il mantenimento della temperatura della commodity a livelli adeguati; questo significa dover ridurre il più possibile gli scambi termici con l'esterno e la necessità di dotarsi di asset di trasporto altamente tecnologici e equipaggiati di cisterne criogeniche che permettano di mantenere il GNL a una temperatura di -162 C°. Le suddette metaniere devono presentare un alto contenuto tecnologico ed essere caratterizzate da elevati standard qualitativi impiantistici, di sicurezza e di protezione ambientale. Esse presentano, infatti, caratteristiche strutturali e specifiche di design delle cisterne (o tank), funzionali al soddisfacimento dei requisiti richiamati unitamente alla possibilità di massimizzare i quantitativi trasportati. Con specifico riferimento alla filiera dello SSLNG, le metaniere (SSLNG Gas Carrier) impiegate tendono ad essere caratterizzate da serbatoi di dimensioni contenute (0-30.000 m<sup>3</sup>) utilizzate prevalentemente per le operazioni di approvvigionamento dei fabbisogni dei depositi SSLNG.

✓ Depositi di import:

- Deposito puro di rigassificazione: tali depositi criogenici sono funzionali sia al processo di rigassificazione condotto dagli impianti di rigassificazione, configurandosi come area *buffering* per lo *stock* della materia prima processata, sia all'immissione diretta del gas in rete tramite il passaggio del GNL nella sezione di vaporizzazione del deposito. Questa tipologia di depositi, a differenza di quelli descritti subito dopo (depositi SSLNG), sono tipicamente caratterizzati da un maggior dimensionamento che rende funzionalmente complesso l'impiego delle relative strutture per l'approvvigionamento/bunkering di mezzi alimentati a GNL.
- Deposito small scale (deposito SSLNG): tali sistemi di "storage" sono l'elemento chiave della "supply chain" del sistema SSLNG. Infatti, tali depositi oltre a consentire di rigassificare il GNL al fine di inviare successivamente il medesimo in rete, permettono anche lo storage del gas allo stato liquido, e quindi rendono attuabile il rifornimento diretto o indiretto di unità navali/terrestri alimentate a GNL. Tale operazione è resa possibile da sistemi di rinvio del GNL, noti come LNG transfer system (LNGTS). Questo tipo di sistemi consente di rimettere il GNL nei veicoli alimentati a GNL, in modo diretto con soluzioni di tipo "pipe to ship" (PTS), o in modo indiretto, con soluzioni di tipo Ship-To-Ship (STS) e Truck-to-Ship (TTS).

- ✓ Bunkering station: I sistemi di bunkeraggio sono tipicamente composti da serbatoi criogenici di tipo SSLNG, alimentati da navi metaniere, autocisterne o da altri depositi, per cui è stata autorizzata la possibilità di effettuare operazioni di rifornimento. Il serbatoio situato presso la "bunkering station" immette il GNL nelle unità navali o collegandosi dapprima ad una bettolina che espleta successivamente le fasi di rifornimento, oppure collegandosi direttamente all'unità navale o terrestre da rifornire. Qualora non sia prevista la presenza di depositi criogenici SSLNG nell'ambito dell'impianto complessivo, ma risulti comunque autorizzata la realizzazione di operazioni di bunkering, le stazioni di rifornimento possono essere costituite da sistemi di tipo TTS o STS in prossimità della costa. Tale soluzione viene adottata principalmente nei corsi di navigazione interna (fiumi) e in contesti economici in cui la domanda di bunkering GNL risulta quantitativamente molto contenuta.

- ✓ Impianti di rigassificazione: Gli impianti di rigassificazione consentono il completamento del ciclo produttivo complessivo del Gas Naturale Liquefatto destinato alla distribuzione finale in forma gassosa. Detti impianti, infatti, sfruttando lo scambio termico con acqua di mare e/o sistemi a fiamma sommersa (soprattutto per impianti off-shore), riportano il GNL in forma gassosa e in equilibrio con la temperatura ambiente. Gli impianti di rigassificazione vengono genericamente considerati come elementi infrastrutturali da monitorare attentamente in relazione alle fasi di progettazione del layout d'impianto, a causa dell'elevato potenziale di rischio connesso ai profili di safety & security: in ragione di ciò, l'industria di riferimento ha saputo definire nel corso del tempo standard tecnologici e sistemi architetture per la progettazione e costruzione di tali impianti sempre più specializzati in ragione delle specificità delle modalità di impiego dei terminali stessi e dell'ubicazione geografica che li caratterizza. In particolare, si è soliti identificare le seguenti tipologie principali:

- Impianti on-shore: questa tipologia di impianti è la prima storicamente e quella prevalentemente impiegata a livello nazionale, soprattutto per motivazioni connesse al particolare momento storico in cui tendenzialmente sono stati realizzati gli impianti stessi. Periodo quest'ultimo caratterizzato ancora da una minore attenzione da parte dell'opinione pubblica e dei policy maker nei confronti delle tematiche ambientali e sociali, a vantaggio della prospettiva del risparmio economico che originava dalla relativamente semplice e meno onerosa progettazione di questo tipo di impianti rispetto a soluzioni di tipo off-shore. Gli impianti onshore sono realizzati normalmente presso strutture portuali, per poter usufruire del supporto tecnico e logistico presenti in queste. Per motivi di sicurezza sono spesso esclusi dal bacino portuale, e presentano pontili in mare aperto. Esempio nazionale di impianto di rigassificazione onshore è il terminal di Panigaglia, La Spezia. Variante operativa di tale soluzione, è l'architettura denominata "*onshore jettiless concept*", utilizzata soprattutto quando non è possibile la costruzione di strutture ricettive, quali le banchine, presso l'area del terminal di rigassificazione. In tal caso si collegano i depositi del terminal di rigassificazione, attraverso metanodotti, con un'unità shuttle/bettoline o direttamente con navi metaniere.



- *Impianti off-shore*: gli impianti offshore sono la risposta a molti dei problemi concernenti i profili di “safety & security” dei processi di gestione e lavorazione del gas naturale liquefatto. Gli impianti off-shore possono essere costituiti da terminali galleggianti ancorati al fondo del mare (FSRU, Floating Storage Regasification Unit, come l'impianto Offshore LNG Toscana davanti a Livorno) oppure da vere e proprie isole artificiali (GBS, Gravity Based Structure, come il Terminale GNL Adriatico al largo di Porto Levante, Rovigo). Sia il deposito che la rigassificazione del gas avvengono a largo delle coste e il gas, una volta processato, viene inoltrato alla rete urbana tramite metanodotti collegati all'unità produttiva off-shore.
- ✓ *Metanodotto import*: metanodotto che collega l'impianto di rigassificazione alla rete di distribuzione nazionale.

## 2.2. *Pianificazione e sviluppo della rete marittima nazionale per il GNL: modello “Hub&Spoke” e profili metodologici rilevanti.*

Come già accennato quando sono state introdotte le finalità e i contenuti del presente capitolo del report, in ragione della necessità di dare concreta attuazione della DAFI a livello nazionale, si è proceduto a definire all'interno del documento “Quadro strategico nazionale della fornitura di gas naturale per il trasporto”, (gennaio 2015), le linee di indirizzo e i principali profili attuativi volti alla pianificazione di una supply chain nazionale del GNL contraddistinta dalla realizzazione di un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL accessibili ai settori utilizzatori, atta almeno ad assicurare la copertura capillare della rete core TEN-T. Tale quadro considera congiuntamente sia l'infrastruttura terrestre funzionale ad assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL sia l'infrastruttura a supporto della distribuzione del GNL per la propulsione marittima, cercando di orientare l'attività di pianificazione e realizzazione delle infrastrutture in oggetto alle logiche dell'integrazione della rete logistica, della capillarità, della flessibilità della rete e soprattutto della minimizzazione, laddove possibile, dei costi di approvvigionamento.

Sotto questo profilo, è infatti necessario pianificare una rete infrastrutturale unica ed integrata, che consideri congiuntamente le interdipendenze e le sinergie potenziali che esistono tra nodi portuali e nodi terrestri “inland” e che consenta di definire un sistema gerarchico delle diverse infrastrutture e componenti fisse o mobili che definiscono l'assetto complessivo della rete. In tal senso, dunque, vanno considerate molteplici tipologie di infrastrutture rilevanti quali: depositi costieri SSGNL, stazioni di rifornimento marittime (bunkering) e terrestri, bettoline e metaniere a servizio dei sistemi di approvvigionamento e distribuzione dei depositi SSLNG. Non a caso il citato documento (“Quadro strategico nazionale della fornitura di gas naturale per il trasporto”) costituisce una prima base di partenza fondamentale diretta a raggiungere una pluralità di obiettivi che includono:

- ✓ *La riduzione degli investimenti complessivi richiesti a livello nazionale*: la costruzione e l'ottimizzazione di una rete integrata di nodi SSLNG, quali i depositi e le stazioni di rifornimento GNL, dovrebbe infatti consentire di ridurre il livello di investimenti complessivi richiesti, evitando la duplicazione dei medesimi. Inoltre, la definizione di un assetto di pianificazione concertato tra le parti e coordinato a livello nazionale attraverso la regia pubblica potrebbe, almeno sulla carta, favorire un maggiore coinvolgimento del settore pubblico anche sul piano dell'incentivazione degli investimenti privati o il supporto diretto attraverso l'immissione di risorse finanziarie pubbliche a sostegno dell'infrastrutturazione della rete in oggetto, pur nel rispetto dei vincoli di budget nazionali. Questo principio appare ispirato anche alla tutela degli interessi privati legittimi in gioco, vista la necessità di evitare i rischi connessi ad un sovra dimensionamento della capacità produttiva nazionale complessiva che può comportare effetti economico-finanziari molto pesanti per gli attori privati coinvolti nella realizzazione e gestione delle facilities e delle infrastrutture che costituiscono la rete in oggetto.
- ✓ *La riduzione del consumo di spazi portuali occupati per lo storage di GNL*: l'ottimizzazione su base nazionale del numero e del sizing delle infrastrutture per il SSLNG in ambito marittimo-portuale, pur nel rispetto dell'esigenza di assicurare la piena soddisfazione quali-quantitativa della domanda di

servizi di bunkering di GNL, la capillarità della rete e l'affidabilità delle forniture, consente di calmierare l'ammontare complessivo di spazi portuali (notoriamente scarsi) destinati a questo scopo, favorendo la disponibilità e funzionalità di dette aree rispetto ad altri importanti attività e business riconducibili ai vari aggregati economici della Blue Economy.

- ✓ L'incremento dell'accettabilità sociale e la contestuale riduzione della conflittualità rispetto alle comunità locali interessate da questo tipo di infrastruttura: è noto infatti come, a causa di piani di comunicazione e di informazione non sempre adeguatamente pianificati ed implementati, spesso la progettazione e la realizzazione di questo tipo di infrastrutture, soprattutto quando ubicate in prossimità di aree portuali o costiere ove vivono comunità locali già messe talvolta a dura prova dalle problematiche che possono interessare le interazioni città-porto, determina spesso l'insorgere di risposte non positive da parte dell'opinione pubblica o di particolari gruppi di interesse. Da questo punto di vista, la definizione di processi di pianificazione e ottimizzazione della rete logistica complessiva, congiuntamente alla definizione di modelli di sviluppo che vedano il coinvolgimento sin dalla fase di pianificazione dei rappresentanti dei principali stakeholder rilevanti e la minimizzazione delle opere realizzate, possono favorire il perseguimento di un dibattito pubblico tra autorità competenti, rappresentanti delle istituzioni locali e gruppi di interesse che preveda la minimizzazione delle esternalità negative, la valorizzazione delle esternalità positive (ivi comprese quelle di natura ambientale e sociale), la definizione di sistemi di compensazione e di equidistribuzione dei benefici tra tutti i soggetti coinvolti, allo scopo di ridurre i contrasti sociali potenzialmente originati dalla realizzazione di impianti di small scale.

Tanto premesso, il presente report, in modo coerente rispetto alle richieste de Committente, si focalizza sulla definizione di un *conceptual framework* che consenta di supportare la progettazione e la realizzazione della componente marittimo-portuale della catena logistica nazionale per lo SSLNG, cercando di prediligere quando possibile (per le ragioni richiamate in precedenza) l'impiego di soluzioni di tipo "Ship-to-Ship" (STS) quali soluzioni di approvvigionamento, distribuzione e bunkering di GNL in ambito marittimo portuale, definendo un modello complessivo ispirato alla logica di tipo "Hub & Spoke".

La definizione del conceptual framework per la progettazione della rete marittima di SSLNG è stata condotta seguendo 4 step metodologici fondamentali (Figura 6):

1. Stima del raggio d'influenza dei porti Hub sulla base dei vincoli tecnico-operativi (FASE I).
2. Stima del raggio d'influenza dei porti Hub sulla base dei costi logistici e dei profili economici (FASE II).
3. Individuazione delle reali catchment areas marittime dei diversi porti Hub (FASE III).
4. Integrazione della rete marittima per il SSLNG di tipo "Hub & Spoke" con la rete terrestre per il SSLNG (FASE IV).

La definizione del suddetto modello concettuale ispirato a logiche Hub & Spoke poggia quindi in primo luogo sulla stima del raggio d'influenza geografico che ciascun porto Hub potrebbe avere rispetto ai porti "satellite", sprovvisti di depositi per lo stoccaggio di GNL ma dotati di protocolli e procedure standard ufficiali che autorizzino il bunkering di GNL secondo la configurazione STS. In questa prima fase procedurale (fase I), la stima del raggio geografico di influenza viene condotta considerando esclusivamente i limiti tecnico-funzionali e i vincoli operativi che originano dalle specificità della singola bunkerina asservita alle attività previste nella logica Hub & Spoke come dettagliato nel successivo sottoparagrafo 2.3.

Gli outcomes empirici prodotti nell'ambito di questa prima fase metodologica costituiscono gli input informativi impiegati per la conduzione della seconda fase metodologica (fase II) sottostante al modello, che consiste invece nel tentativo di pervenire ad una stima del raggio di influenza dei porti Hub che tenga conto non solo dei limiti e dei vincoli tecnico funzionali, bensì anche dei costi logistici di approvvigionamento connessi all'impiego della soluzione STS che ovviamente dipendono anche della distanza percorsa. Le analisi condotte in tal senso poggiano anche sul considerare puntualmente, in relazione ai diversi porti Hub, anche i

costi complessivi dell'infrastruttura. In altri termini, a conclusione del secondo step della metodologia proposta si addivene, pur adottando alcune ipotesi semplificate, alla definizione di un raggio d'influenza relativo a ciascun porto Hub incluso nella rete primaria proposta che, partendo dal raggio d'influenza tecnico-funzionale, considera anche l'incidenza dei costi migliaia di approvvigionamento e distribuzione stimati con riferimento alle diverse soluzioni STS previste al servizio dei depositi costieri nazionali di SSLNG, che determinano la qualifica di Hub del porto di riferimento rispetto al modello concettuale proposto. In particolare, il paragrafo 2.5 fornisce il dettaglio delle analisi empiriche condotte e riporta altresì i risultati conseguiti a completamento della suddetta fase.

Poggiando sui risultati della seconda fase, è stato possibile giungere a una stima dell'effettivo potenziale competitivo di ciascuno dei porti Hub, sede di depositi SSLNG a livello nazionale, inclusi nella rete marittima proposta, ovvero le catchment areas di ciascun porto Hub (fase III), a seguito dell'applicazione di un modello di ottimizzazione di rete sviluppato sulla base del concetto di cammino a minimo costo (paragrafo 2.6).

Infine, l'ultima fase (fase IV) mira a integrare all'interno del modello concettuale proposto, con riferimento alla rete marittima, le possibili interazioni rispetto alla rete per lo SSLNG terrestre allo scopo di addivenire alla definizione di una possibile architettura complessiva relativa alla supply chain nazionale integrata per il GNL. Come indicato nel paragrafo 2.3, l'integrazione in oggetto, tenuto conto del perimetro delle analisi previste per la realizzazione del presente report e degli evidenti vincoli temporali di realizzazione, è stata stimata applicando ipotesi semplificative, mediante l'applicazione del criterio del cammino minimo geografico come logica sottostante alla risoluzione di problemi di ottimizzazione di rete.

Figura 6. Profili metodologici per la definizione del conceptual framework per la progettazione della rete marittima nazionale per lo SSLNG.



Fonte: ns. elaborazione

I successivi paragrafi dettagliano le diverse fasi metodologiche pocanzi sinteticamente descritte, descrivendo puntualmente le attività di *data gathering* e data processing condotte, le stime e i parametri impiegati, nonché le analisi empiriche a supporto del modello proposto per la pianificazione e lo sviluppo della rete marittima per lo SSLNG e conseguentemente del sistema di logistica integrata nazionale per il GNL.



### 2.3. *Stima del raggio di influenza geografico dei porti Hub sulla base dei vincoli tecnico-operativi*

Con il termine “raggio d’influenza geografico” dei porti Hub nazionali (ovvero porti che oltre a prevedere la disponibilità di soluzioni di bunkering di GNL per la propulsione marina, siano anche sede di depositi per lo storage di GNL) nel prosieguo dell’analisi ci si riferirà al massimo numero di miglia navigabili dai mezzi adibiti alle operazioni di distribuzione e approvvigionamento del GNL nell’area marittima nazionale, ovvero le unità navali “SSLNG bunkering ship”, per effettuare un’operazione di rifornimento in ipotesi di massima utilizzazione della capacità di stoccaggio annua dei depositi di SSLNG nazionali. Si definiranno porti “satellite” o porti “spoke” (in quanto rientranti nel raggio d’influenza di uno o più porti Hub) quei porti che, pur non essendo dotati di depositi di stoccaggio del GNL, potranno assicurare la disponibilità di servizi di bunkering di GNL in ragione dell’impiego di soluzioni STS, avendo a tal fine definito i necessari protocolli e procedure autorizzative, mediante unità di rifornimento di GNL (bunkerine) provenienti da uno dei suddetti porti Hub.

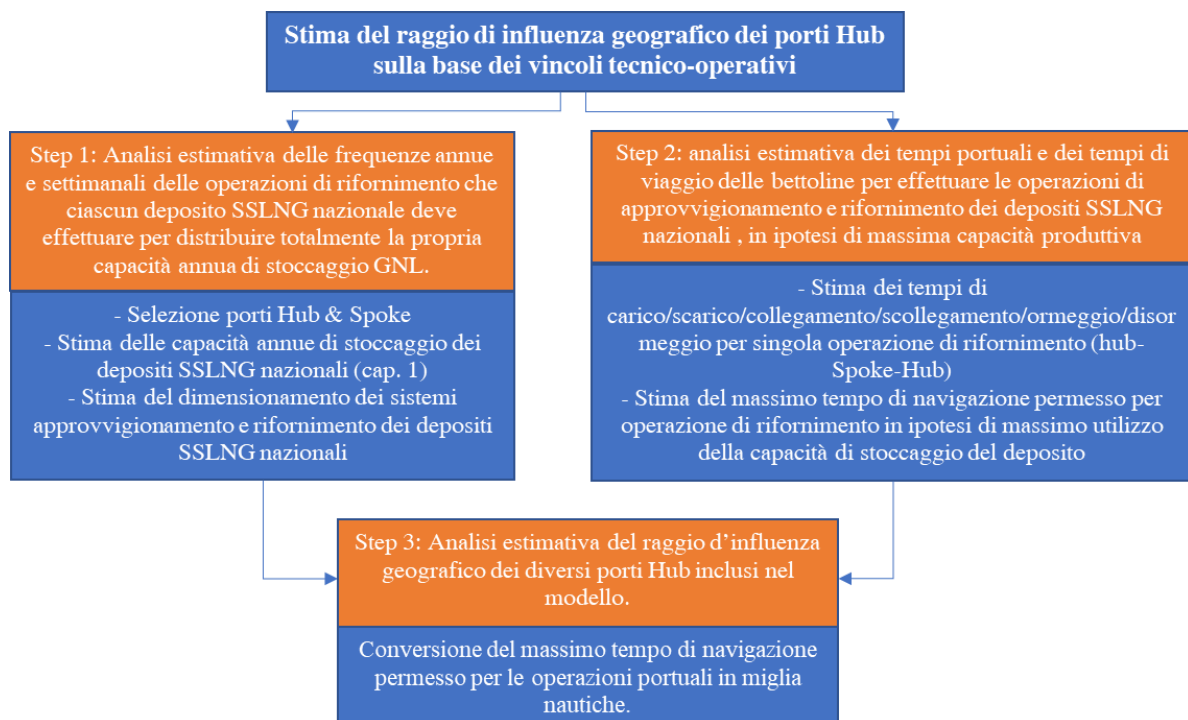
La Fase I dell’approccio metodologico che mira a stimare il suddetto raggio d’influenza geografico è finalizzata a comprendere quale sia la distanza massima che una bunkerina possa percorrere in media dal porto Hub ove sono ubicati i depositi SSLNG da cui si approvvigiona in direzione delle destinazioni portuali in cui effettuare il bunkering, nell’ipotesi chiaramente semplificatrice che tutti i viaggi in oggetto siano effettuati nell’anno percorrendo detta distanza massima. Tale distanza, in particolare, deve essere calcolata e stimata in ragione dei vincoli funzionali e delle caratteristiche tecniche dell’SSLNG bunkering ship impiegata per le attività di approvvigionamento e distribuzione del GNL.

La Fase I, più nel dettaglio, richiede l’implementazione di tre step volti al calcolo e alla stima di variabili e parametri fondamentali (Figura 7):

- ✓ Step 1: analisi estimativa delle frequenze annue e settimanali delle operazioni di rifornimento che ciascun deposito SSLNG nazionale deve effettuare per distribuire totalmente la propria capacità annua di stoccaggio GNL.
- ✓ Step 2: analisi estimativa dei tempi portuali e dei tempi di viaggio delle bettoline per effettuare le operazioni di approvvigionamento e rifornimento dei depositi SSLNG nazionali, in ipotesi di massima capacità produttiva.
- ✓ Step 3: Analisi estimativa del raggio d’influenza geografico dei diversi porti Hub inclusi nel modello.

La Fase I del modello presenta come dati in input alcune fondamentali specifiche ed operative delle bettoline impiegate al servizio del sistema di distribuzione dei depositi SSLNG nazionali che risultano già realizzati o in corso di autorizzazione/progettazione/realizzazione. L’insieme dei dati richiamati è stato raccolto all’interno di un apposito dataset, funzionale a stimare il limite massimo di miglia medie che ciascuna tipologia di SSLNG bunkering ship inclusa nel modello (dimensioni categorizzate come: small size 0-5.000 m<sup>3</sup>; mid size 5.001-15.000 m<sup>3</sup>; large size 15.001-30.000 m<sup>3</sup>) è in grado di effettuare per tutte le operazioni di rifornimento dell’anno, nelle ipotesi semplificate appena richiamate. Il calcolo dei suddetti valori ha richiesto di identificare prima il numero di rifornimenti annui necessari per la distribuzione totale delle capacità annue di stoccaggio dei progetti di deposito SSLNG nazionali.

Figura 7. Step relativi alla FASE I della metodologia per definire il modello concettuale per lo sviluppo di una logistica integrata nazionale del GNL: stima del raggio d'influenza geografico dei porti Hub nazionali



Fonte: ns. elaborazioni

Le stime realizzate nell'ambito dei tre step in cui si articola la Fase I sottendono tre semplificazioni inerenti al sistema di stoccaggio di GNL presso i depositi ubicati nei porti Hub e al sistema di approvvigionamento e bunkering mediante SSLNG bunkering ships:

- ✓ Il concetto di *“operazione di rifornimento”* viene interpretato nel modello concettuale proposto come sequenza di attività svolte dalle unità bettoline nazionali per effettuare l'operazione di carico nel porto Hub, di scarico nel porto Spoke, e ritornare pronta per il carico al porto Hub, così escludendo quelle operazioni di rifornimento che coinvolgono, prima del rientro al porto Hub di carico, un altro porto Spoke di scarico.
- ✓ Il sistema di rifornimento e approvvigionamento dei progetti di deposito SSLNG nazionali oltre ad essere ipotizzato a massima capacità produttiva e servito totalmente da soluzioni STS (ship to ship) è ipotizzato essere servito da bettoline dedicate ai singoli depositi.
- ✓ Le stime effettuate nella Fase I, funzionale a definire un raggio di azione dei sistemi di stoccaggio ubicati nei porti Hub considerando i profili tecnici e funzionali, dipendono in modo sensibile da molteplici variabili quali la capacità di stoccaggio annua dei depositi, la capacità di carico dei mezzi bettolina utilizzati per le operazioni di rifornimento e distribuzione, i tempi dei servizi portuali e delle operazioni di carico e scarico, la velocità di crociera delle diverse tipologie di navi bettoline, etc. che in alcuni casi richiedono a propria volta un'ulteriore processo di stima.

Tanto premesso, con riferimento allo step I.1 si è proceduto in primo luogo ad individuare i porti Hub e i porti Spoke della rete logistica integrata marittima del GNL nazionale oggetto di studio sulla base dello stato attuale della progettazione e della pianificazione infrastrutturale di depositi costieri per lo SSLNG.

In particolare, nello scenario di partenza, sono stati identificati come porti Hub nazionali i porti per i quali sia già stata avviata almeno un'attività d'interesse alla realizzazione di depositi SSLNG come indicati nel primo capitolo del presente report. (depositi SSLNG in stato “planned”), mentre sono stati identificati come porti potenzialmente interessati ad usufruire di servizi di bunkering di GNL quelli che rientrano nei porti “core” o nei porti “comprehensive” TEN-T (Regolamento UE 1315/2013), ad esclusione di quelli già definiti come porti Hub. Come noto, a livello nazionale sussistono 14 porti “core” e 17 porti “comprehensive” (come indicato nella Tabella 11 e nella Figura 8).

Tabella 11. Lista dei porti nazionali TEN-T "core" e "comprehensive"

AdSP	Porto	Classificazione	TEN-T	Ton totale 2020
Mar Adriatico Centrale	Ancona	Core	Scandinavian-Mediterranean	8.851.171
Sicilia Orientale	Augusta	Core	Scandinavian-Mediterranean	24.030.005
Mar Adriatico Meridionale	Bari	Core	Scandinavian-Mediterranean	5.661.498
Mar di Sardegna	Cagliari	Core	Scandinavian-Mediterranean	27.385.457
Mar Ligure Occidentale	Genova	Core	Rhine-Alpine	44.141.364
Gioia Tauro e della Calabria	Gioia Tauro	Core	Scandinavian-Mediterranean	39.683.896
Mar Ligure Orientale	La Spezia	Core	Scandinavian-Mediterranean	13.403.064
Mar Tirreno Settentrionale	Livorno	Core	Scandinavian-Mediterranean	31.781.949
Mar Tirreno Centrale	Napoli	Core	Scandinavian-Mediterranean	16.369.230
Sicilia Occidentale	Palermo	Core	Scandinavian-Mediterranean	7.292.301
Dello Stretto	Milazzo	Comprehensive		15.234.422
Mar Tirreno Centrale	Salerno	Comprehensive		14.420.286
Mar Adriatico Centro-Settentrionale	Ravenna	Core	Baltic-Adriatic	22.407.481
Mar Ligure Occidentale	Savona - Vado Ligure	Comprehensive		13.285.588
Ionio	Taranto	Core	Scandinavian-Mediterranean	15.777.984
Mar Tirreno Centro-Settentrionale	Civitavecchia	Comprehensive		8.029.665
Mar Adriatico Orientale	Trieste	Core	Baltic-Adriatic/Mediterranean	54.148.767
Mar Adriatico Meridionale	Brindisi	Comprehensive		6.735.992
Dello Stretto	Messina	Comprehensive		5.852.280
Mar Adriatico Settentrionale	Venezia	Core	Baltic-Adriatic/Mediterranean	22.432.024
Mar di Sardegna	Olbia	Comprehensive		5.514.276
Mar Tirreno Settentrionale	Piombino	Comprehensive		3.718.919
Mar di Sardegna	Porto Torres	Comprehensive		2.866.979
Mar Ligure Orientale	Marina di Carrara	Comprehensive		2.631.019
Mar Tirreno Settentrionale	Porto Ferraio	Comprehensive		2.156.187
Mar Tirreno Centro-Settentrionale	Fiumicino	Comprehensive		1.741.978
Mar Tirreno Centro-Settentrionale	Gaeta	Comprehensive		1.482.628
Mar di Sardegna	Portovesme	Comprehensive		1.106.672
Mar Adriatico Settentrionale	Chioggia	Comprehensive		908.539
Sicilia Occidentale	Trapani	Comprehensive		260.682
Mar di Sardegna	Golfo Aranci	Comprehensive		115.712

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assoport (2020)

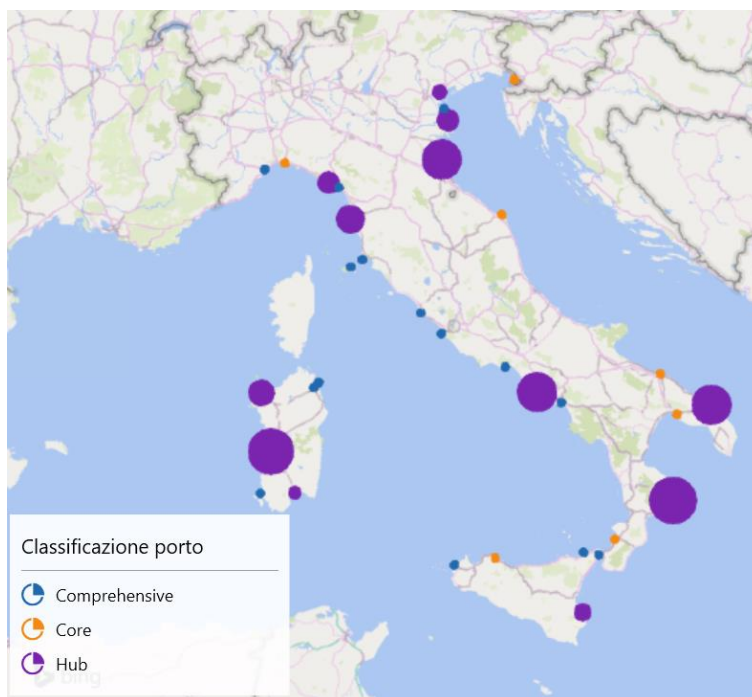
Figura 8. Porti nazionali TEN-T core e comprehensive (tonnellate movimentate al 2019)



Fonte: ns. elaborazioni

La Figura 9 riporta una visualizzazione grafica rispettivamente dei porti assunti come Hub e di quelli assunti come porti satellite (o “spoke”) nel modello.

Figura 9: Porti nazionali Hub e Spoke (cbm annui di capacità di stoccaggio al 2025)



Fonte: ns. elaborazioni

A seguito dell'individuazione dei nodi Hub & Spoke caratterizzanti la rete logistica integrata del GNL nazionale, al fine di stimare il raggio d'influenza di ciascun porto Hub incluso nello scenario base di partenza è stato sviluppato un apposito database<sup>6</sup> atto a mappare l'ubicazione geografica, i profili operativi e tecnici dei depositi SSLNG relativi ai porti Hub, i relativi sistemi di approvvigionamento e bunkering mediante GNL (SSLNG bunkering ship), e ogni altra variabile atta ad influenzare il calcolo del raggio d'influenza geografico dei porti Hub. In particolare, il database in oggetto include le seguenti variabili:

1. *Port*: Porto sede del deposito SSLNG nazionale.
2. *Terminal name*: Nome del terminal sede del deposito SSLNG autorizzato, pianificato, in fase di realizzazione, ecc.
3. *Storage (thousands m<sup>3</sup>)*: Capacità di stoccaggio in m<sup>3</sup> dei serbatoi di GNL dei depositi SSLNG.
4. *Starting year*: Anno previsto per l'inizio di operatività del deposito SSLNG.
5. *Annual capacity (thousands m<sup>3</sup>)*: Stima della capacità annua di stoccaggio di GNL in m<sup>3</sup> che può essere distribuito in modalità SSLNG. Tale dato di stima rappresenta la capacità annua massima dei depositi SSLNG al momento del loro “entry market”.
6. *Type of SSLNG Bunkering ship (m<sup>3</sup>)*: dimensione della bettolina attesa/prevista per la distribuzione del GNL dai progetti di deposito SSLNG nazionali.
7. *Available Capacity of SSLNG bunkering ship (m<sup>3</sup>)*: 80% della capacità massima di carico delle bettoline previste per operare a livello nazionale. Tale correzione è dovuta al fatto che, per motivi ingegneristici, di sicurezza e stabilità navale, le unità navali, bettoline, a capo delle operazioni di distribuzione del GNL devono sempre viaggiare con almeno 20% del carico a bordo.
8. *Bunkering operations per annum*: stima del numero di operazioni di rifornimento per ciascun deposito di SSLNG, in ipotesi di massimo impiego della capacità produttiva annua e considerando

<sup>6</sup> Ci si riferisce in particolare al database “Hub & Spoke\_raggio d'influenza GEO”, che è stato sviluppato a partire dalla base dati inclusa all'interno del database “Depositi & Bunkering GNL” funzionale all'indagine dello stato attuale delle infrastrutture di deposito e bunkering di GNL riportata nel capitolo 1.

la specifica SSLNG bunkering ship (detta variabile è data dal rapporto tra “Annual capacity” e “Available Capacity of SSLNG bunkering ship”).

9. Bunkering operation per week: stima del numero di operazioni di rifornimento a settimana per deposito di SSLNG in ipotesi di massima utilizzazione delle capacità annue di stoccaggio dei depositi di SSLNG (Variabile “Bunkering operation per annum” diviso 52).
10. Frequency of bunkering operation in days: stima della frequenza annua, espressa in giorni, delle operazioni di rifornimento annue per progetto di deposito SSLNG nazionale in ipotesi di massima utilizzazione delle capacità annue di stoccaggio dei depositi di SSLNG (la variabile è calcolata come rapporto tra 365 giorni e “Bunkering operation per annum”).
11. Loading operation (hours): stima dell’ammontare complessivo di ore per l’espletamento delle operazioni di carico delle diverse SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per effettuare le operazioni di approvvigionamento e bunkering di GNL.
12. Discharging operation (hours): stima dell’ammontare complessivo di ore per l’espletamento delle operazioni di scarico delle diverse SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per effettuare le operazioni di approvvigionamento e bunkering di GNL.
13. Berthing & connection operation (hours): stima delle ore per le operazioni di ormeggio e collegamento dei bocchettoni delle diverse SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per effettuare le operazioni di approvvigionamento e bunkering di GNL.
14. Disconnection & Sailing operation (hours): stima delle ore per le operazioni di scollegamento e dei bocchettoni e disormeggio delle diverse SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per effettuare le operazioni di approvvigionamento e bunkering di GNL.
15. Idle hours in port (hour): stima delle ore di attesa in rada/porto per effettuare le operazioni di ormeggio e disormeggio delle SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per effettuare le operazioni di approvvigionamento e bunkering di GNL.
16. Port operation per bunkering operation (hour): ore stimate per completare il ciclo delle operazioni portuali, considerando un’operazione di rifornimento come un round-trip tra Hub selezionato (carico) e Spoke individuato (scarico) La variabile è calcolata come:  $v_{11}+v_{12}+v_{13}+v_{14}+v_{15}$ .
17. Port operation days per bunkering operation: giorni stimati per completare le operazioni portuali, considerando un’operazione di rifornimento come un round trip tra Hub selezionato (scarico) e Spoke individuato (carico). La variabile è calcolata come: “ $v_{16}/24h$ ”.
18. Ship speed (knots): velocità media di crociera delle SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per effettuare le operazioni di approvvigionamento e bunkering di GNL. La variabile è espressa in nodi marittimi.
19. Max. navigation miles per day: massima rotta marittima navigabile per giorno dalla specifica SSLNG bunkering ship asservita al deposito di SSLNG. La variabile è calcolata come:  $v_{18}*24h$ ; e sottende l’ipotesi di massima utilizzazione delle capacità annue di stoccaggio dei depositi di SSLNG.
20. Max. navigation days per bunkering operation: giorni massimi di navigazione delle SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG, in ipotesi di massima utilizzazione delle capacità annue di stoccaggio dei depositi di SSLNG.
21. Max. navigation days from Hub to spoke: giorni massimi di navigazione delle SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per raggiungere il porto “Spoke”. La variabile, calcolata come  $v_{20}/2$ , considera l’ipotesi di massima utilizzazione delle capacità annue di stoccaggio dei depositi di SSLNG.
22. Max. navigation miles from Hub to spoke: miglia massime di navigazione delle SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG per raggiungere il porto “Spoke”, in ipotesi di massima utilizzazione delle capacità annue di stoccaggio dei depositi di SSLNG. La variabile è calcolata come  $v_{20}/19$ .

Una volta raccolti i dati necessari a implementare l’approccio metodologico proposto (attività di *data gathering*) è stato possibile procedere a stimare le frequenze annuali e settimanali delle operazioni di



rifornimento delle SSLNG bunkering ships asservite allo specifico deposito di SSLNG<sup>7</sup>, in base alle dimensioni ipotizzate per le SSLNG bunkering ships stesse.

Sempre ai fini di una corretta comprensione dell'operazione di stima effettuata sulle frequenze annuali e settimanali delle operazioni di rifornimento dei singoli depositi SSLNG, come indicato nella descrizione delle singole variabili di cui sopra, si precisa che le stime formulate nel database richiamato all'inizio del paragrafo in merito alla capacità di carico delle diverse soluzioni STS (SSLNG bunkering ships) si basano su una correzione pari a -20% rispetto al valore massimo teorico di carico (stima usata pari all'80% del valore massimo teorico di carico), poiché, per motivi di sicurezza, è impossibile riempire totalmente i serbatoi di tali unità navali.

In tabella 12 sono riportati i dati delle capacità di carico massima ed effettiva delle bettoline che si prevede verranno utilizzate dai depositi Hub SSLNG nazionali, evidenziando in rosso i dati stimati tramite l'utilizzo di operazioni di analogia rispetto a quelli dichiarati (incluso Frequenze dichiarate).

*Tabella 12. Capacità di carico massima effettiva (80%) delle SSLNG bunkering ship di cui si ipotizza l'utilizzo in relazione a ciascun porto Hub incluso nella rete.*

Port	Terminal name	Storage SSLNG (thousands m <sup>3</sup> )	SSLNG Annual Capacity (thousands m <sup>3</sup> )	Type of SSLNG Bunkering ship(thousands m <sup>3</sup> )	Available Capacity of SSLNG bunkering ship(thousands m <sup>3</sup> )
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	ND	310	7,5	6
Marghera	Venice LNG	32	150	4	3,2
Rovigo	Adriatic LNG terminal	ND	310	7,5	6
Livorno	LNG Terminal Spa	4,9-9	210	5	4
Livorno	FSRU OLT Toscana	ND	310	7,5	6
Oristano	Oristano (HIGAS)	9	350	7,5	6
Oristano	Oristano (IVI)	9	450	5	4
Oristano	Oristano (EDISON)	10	520	7,5	6
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	20	1000	25	20
Cagliari	Sardinia LNG	22	120	5	4
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	24	1000	25	20
Crotone	ND	20	340 <sup>8</sup>	7,5	6
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	5.000	210	5	4
Porto torres	ND	10	440	7,5	6
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	20	1000	25	20

Fonte: ns. elaborazione.

<sup>7</sup> In relazione alla metodologia di stima utilizzata per stimare la capacità di approvvigionamento e bunkering di GNL dei depositi di SSLNG, e perciò la capacità di rifornimento delle diverse SSLNG bunkering ships asservite alla logistica dei depositi stessi, nel caso questo dato non fosse "dichiarato" e quindi non oggetto di stima, è il caso di precisare che questa è stata sviluppata attraverso l'adozione di un ragionamento inverso rispetto a quello utilizzato per verificare le frequenze di rifornimento annuali e settimanali dei depositi di SSLNG. Infatti, tale operazione è stata effettuata, nei casi in cui non si è utilizzata un'operazione di analogia, come nel caso dei progetti di deposito SSLNG nazionali di La Spezia e Rovigo rispetto al progetto di deposito SSLNG della FSRU di Livorno, di Napoli e Brindisi in rispetto al terminal di Ravenna di Edison, e di Porto Torres, Augusta e Livorno rispetto ai progetti di deposito di Oristano di IVI e di Porto Marghera di Decal, partendo dai dati delle frequenze annuali delle operazioni di rifornimento dichiarate dai proprietari/gestori dei depositi SSLNG nazionali nei documenti progettuali. Rapportando il dato sulle frequenze annue delle operazioni di rifornimento dei depositi al dato sulle capacità di stoccaggio annue dichiarate o stimate in relazione ciascuno di essi, si è giunti a definire il dimensionamento delle SSLNG impiegate per la logistica e l'approvvigionamento del GNL in relazione al deposito in oggetto.

<sup>8</sup> In merito alla capacità annua di distribuzione dei progetti di deposito GNL del porto di Crotone, a differenza di quanto riportato nel cap. 1, si riporta in tabella 5 la stima dichiarata nei documenti progettuali della capacità di stoccaggio annua dedicata unicamente ai servizi STS.

Dall'esame dei dati riportati emerge come il 25% delle SSLNG bunkering ships asservite alla catena marittima logistica per la distribuzione del GNL dai porti Hub ai porti Spoke presenti, nelle ipotesi del modello, dimensioni comprese tra 1.000-5.000 m<sup>3</sup> (*small size bunker vessel*), il 50% di esse vanta dimensioni comprese tra 5.000 e 15.000 m<sup>3</sup> (*mid size bunker vessel*), e il restante 25% è caratterizzato da dimensioni superiori ai 15.000 m<sup>3</sup> (*large size bunker vessel*).

In tabella 13 sono riportati i dati di stima delle frequenze annue, settimanali e giornaliere delle operazioni di rifornimento relative a ciascuno deposito di SSLNG afferente alla rete nazionale.

*Tabella 13. Frequenza annuale e settimanale per ogni progetto di deposito SSLNG nazionale, in hp. massima utilizzazione della capacità annua di stoccaggio di questi*

Port	Terminal name	SSLNG Annual Capacity (thousands m <sup>3</sup> )	Available Capacity of SSLNG bunkering ship (thousands m <sup>3</sup> )	Bunkering operation per annum	Bunkering operation per week	Frequency of bunkering operation in days
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	310	6	52	1,0	7,0
Marghera	Venice LNG	150	3,2	47	0,9	7,8
Rovigo	Adriatic LNG terminal	310	6	52	1,0	7,0
Livorno	LNG Terminal Spa	210	4	53	1,0	6,9
Livorno	FSRU OLT Toscana	310	6	52	1,0	7,0
Oristano	Oristano (HIGAS)	350	6	58	1,1	6,2
Oristano	Oristano (IVI)	450	4	113	2,2	3,2
Oristano	Oristano (EDISON)	520	6	87	1,7	4,2
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	1000	20	50	1,0	7,3
Cagliari	Sardinia LNG	120	4	30	0,6	12,1
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	1000	20	50	1,0	7,3
Crotone	ND	340	6	57	1,1	6,4
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	210	4	53	1,0	6,9
Porto torres	ND	440	6	73	1,4	5,0
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	1000	20	50	1,0	7,3

Fonte: ns. elaborazione.

I dati evidenziano come per circa l'80% dei depositi di SSLNG previsti a livello nazionale (12 su 15), nei primi anni di operatività ci si attenda la realizzazione di un'operazione settimanale completa di approvvigionamento e rifornimento di GNL tramite SSLNG bukering ship. Gli unici depositi per cui si prevede una frequenza settimanale diversa dall'unità, sono il deposito di Edison e IVI ad Oristano, per cui sono previste circa due operazioni di rifornimento alla settimana, e il deposito di Cagliari, per cui è prevista un'operazione di rifornimento circa ogni due settimane.

Con riferimento alle stime relative alle tempistiche connesse alla realizzazione delle fasi portuali e di viaggio è stato necessario considerare i tempi connessi a:

- ✓ Carico;
- ✓ Navigazione;
- ✓ Scarico;
- ✓ Ormeaggio/collegamento;
- ✓ Scollegamento/Disormeaggio;
- ✓ Inattività.

La Tabella 14 riporta i dati rilevanti in tal senso (stime effettuate su dati Assocostieri Servizi Srl, 2020).

Tabella 14. Stima dei tempi delle fasi di tipo “portuale” delle diverse tipologie navali bettolina (small-mid-large size)

Terminal name	Type of SSLNG Bunkering ship	Loading Hours	Discharging hours	Berthing/ connection hours	disconnection/unberthing hours	Idle hours per port	Total port operation hours per bunkering operation	Total days port operation per bunkering operation
Panigaglia LNG Bunkering	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
Venice LNG	4	10	10	4	4	6	40	1,7
Adriatic LNG terminal	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
LNG Terminal Spa	5	10	10	4	4	6	40	1,7
FSRU OLT Toscana	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
Oristano (HIGAS)	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
Oristano (IVI)	5	10	10	4	4	6	40	1,7
Terminale marittimo di Oristano (EDISON)	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
Ravenna Coastal LNG deposit	25	16	16	4	4	4	48	2,0
Sardinia LNG	5	10	10	4	4	6	40	1,7
Naples Coastal LNG deposit	25	16	16	4	4	4	48	2,0
Crotone	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
Priolo Augusta LNG Terminal	5	10	10	4	4	6	40	1,7
Porto torres	7,5	10	10	4	4	6	40	1,7
Brindisi LNG Terminal	25	16	16	4	4	4	48	2,0

Fonte: ns. elaborazione.

Sotto questo profilo emerge come per le SSLNG bunkering ships configurabili come “Small size bunker vessel” o le “Mid size bunker vessel” (ovvero con dimensioni inferiori a 15.000 m<sup>3</sup> di capacità di carico di GNL), il tempo totale necessario per le operazioni portuali di una singola operazione di rifornimento è pari a 40 ore, di cui 10 ore per le operazioni di carico, 10 ore per le operazioni di scarico, 4 ore per l’ormeggio e il collegamento dei bocchettoni di rifornimento, 4 ore per lo scollegamento e per le operazioni di disormeggio e 12 ore (6 ore per porto) di inattività<sup>9</sup>.

Nel caso di navi di tipo “large size bunker vessel”, con capacità di carico del GNL maggiori di 15.000 m<sup>3</sup>, il tempo necessario per le operazioni portuali per singola operazione di rifornimento è pari a 48 ore, variando unicamente i tempi di carico e scarico (stimate le rate di carico/scarico in 900 m<sup>3</sup>/h per le navi “small & mid size” e di 1.800 m<sup>3</sup>/h per le navi “large size”) e i tempi di inattività in porto 8 ore per operazione di rifornimento (4 ore per porto).

Nella Tabella 15 sono riportate le stime relative alle tempistiche richieste per l’espletamento delle operazioni portuali, nonché quelle relative ai tempi disponibili per la navigazione con riferimento alle diverse tipologie di SSLNG bunkering ships, in funzione del rispetto della frequenza di rifornimento settimanale necessaria per distribuire totalmente la capacità di stoccaggio annua dei depositi di SSLNG nazionali.

<sup>9</sup> Quali i tempi d’attesa in rada e i tempi di attesa in banchina per il “clearance” delle pratiche amministrative e burocratiche.



Tabella 15. Giorni di navigazioni e giorni per espletamento delle operazioni portuali relativi alle diverse tipologie di SSLNG bunkering ships (small-mid-large size), in hp. massima utilizzazione della capacità annua di stoccaggio.

Port	Terminal name	Total days port operation per bunkering operation portuali round trip	Ship speed (knts)	Max. miles of navigation per bunkering operation	Max. days of navigation per bunkering operation	Max. days of navigation to Hub from Spoke
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	1,7	13	312	5,38	2,69
Marghera	Venice LNG	1,7	13	312	6,10	3,05
Rovigo	Adriatic LNG terminal	1,7	13	312	5,38	2,69
Livorno	LNG Terminal Spa	1,7	13	312	5,27	2,63
Livorno	FSRU OLT Toscana	1,7	13	312	5,38	2,69
Oristano	Oristano (HIGAS)	1,7	13	312	4,57	2,29
Oristano	Oristano (IVI)	1,7	13	312	1,57	0,78
Oristano	Oristano (EDISON)	1,7	13	312	2,53	1,27
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	2,0	16	384	5,28	2,64
Cagliari	Sardinia LNG	1,7	13	312	10,47	5,23
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	2,0	16	384	5,28	2,64
Crotone	ND	1,7	13	312	4,76	2,38
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	1,7	13	312	5,27	2,63
Porto torres	ND	1,7	13	312	3,30	1,65
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	2,0	16	384	5,28	2,64

Fonte: ns. elaborazione.

La Tabella 16 mostra i dati e le stime rilevanti ai fini del computo del raggio d'influenza geografico di ciascuno dei porti Hub inclusi nella rete. Considerando infatti velocità di 13 nodi per le SSLNG bunkering ships di tipo small size e mid size e di 16 nodi per le unità SSLNG bunkering ships di tipo large size, è stato possibile trasformare in miglia marittime il dato giornaliero relativo al tempo massimo di navigazione permesso per le operazioni di rifornimento (sempre in ipotesi di rispetto del vincolo di totale distribuzione del GNL stoccato all'anno da ciascun deposito di SSLNG). In particolare, il risultato si ottiene dividendo il numero di giorni di navigazione per il prodotto della velocità di crociera della SSLNG bunkering ship per 24h.

Tabella 16. Raggio d'influenza geografico dei porti Hub nazionali in ipotesi di massima utilizzazione della capacità annua di stoccaggio dei depositi di SSLNG.

Port	Terminal name	Ship speed (knts)	Max. miles of navigation per bunkering operation	Max. days of navigation to Hub from Spoke	Bunkering operation per annum	Max. miles of navigation to Hub from Spoke
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	13	312	2,69	52	839,05
Porto Marghera	Venice LNG	13	312	3,05	47	951,39
Rovigo	Adriatic LNG terminal	13	312	2,69	52	839,05
Livorno	LNG Terminal Spa	13	312	2,63	53	821,60
Livorno	FSRU OLT Toscana	13	312	2,69	52	839,05
Oristano	Oristano (HIGAS)	13	312	2,29	58	713,44
Oristano	Oristano (IVI)	13	312	0,78	113	244,75
Oristano	Oristano (EDISON)	13	312	1,27	87	395,20
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	16	384	2,64	50	1.013,76
Cagliari	Sardinia LNG	13	312	5,23	30	1.632,80
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	16	384	2,64	50	1.013,76
Crotone	ND	13	312	2,38	57	742,07
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	13	312	2,63	53	821,60
Porto torres	ND	13	312	1,65	73	514,33
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	16	384	2,64	50	1.013,76

Fonte: ns. elaborazione.

Desunte le miglia massime di navigazione per effettuare le operazioni di rifornimento richieste dai suddetti vincoli di impiego della capacità, ultimo passaggio per la stima del raggio d'influenza geografico dei porti Hub consiste nel dividere per due il valore delle miglia massime di navigazione per operazione di rifornimento, in ragione del fatto che il predetto valore include sia il percorso di andata che di ritorno.

I dati evidenziano come nel 90% dei casi relativi ai porti Hub ove sono ubicati i depositi di SSLNG e per i quali è richiesto un rifornimento settimanale per distribuire totalmente la capacità stimata di stoccaggio annua di GNL, il raggio di distanza massimo per effettuare servizi di tipo Hub & Spoke è superiore a 700 miglia (circa 1.300 km). Le relative SSLNG bunkering ships asservite ai suddetti depositi hanno in media a disposizione tra i 2 e 3 giorni di navigazione per raggiungere il porto Spoke ove effettuare il bunkering, nel rispetto delle tempistiche necessarie per effettuare un numero adeguato di operazioni di rifornimento.

In conclusione, tale dato suggerisce la possibilità per i depositi di SSLNG di coprire quasi interamente le acque nazionali ed evidenzia perciò la necessità, ai fini dell'obiettivo dello studio, di individuare un raggio d'influenza che non tenga conto esclusivamente dei profili tecnico funzionali e operativi che contraddistinguono ciascun deposito SSLNG (e relativo SSLNG bunkering ship), ma che consideri anche i profili attinenti ai costi logistici per l'approvvigionamento e il rifornimento del GNL in logica Hub & Spoke.

#### ***2.4. Stima del raggio di influenza dei porti Hub sulla base dei costi logistici relativi alla catena di approvvigionamento del GNL con soluzioni Ship-to-Ship (STS)***

A seguito delle conclusioni della prima fase del modello concettuale proposto per la pianificazione e strutturazione di una futura rete logistica marittima ed integrata del GNL nazionale di tipo "Hub & Spoke", si è evidenziata la necessità di individuare, in relazione alla pianificazione delle rete logistica marittima, un raggio d'influenza per ciascuno dei porti Hub che tenga conto anche dei costi logistici relativi alla catena di approvvigionamento del GNL con soluzioni Ship-to-Ship (STS) al fine di identificare le possibili "catchment areas" effettive relative ai diversi depositi di SSLNG.

L'obiettivo della Fase II della metodologia proposta per le finalità del presente capitolo del report consiste nella ponderazione della matrice delle distanze geografiche dei porti Hub & Spoke (Tabella 17 nella pagina seguente) del modello (costruita nel rispetto del raggio d'influenza dei porti Hub in base ai vincoli tecnici e operativi di cui al precedente paragrafo), per i costi stimati della logistica di approvvigionamento e di distribuzione dei diversi depositi di SSLNG ubicati nei porti Hub. Ci si riferisce in tal senso, più precisamente, ai costi logistici annui per miglia.

La Fase II del procedimento metodologico complessivamente adottato poggia sulla realizzazione di 5 step principali:

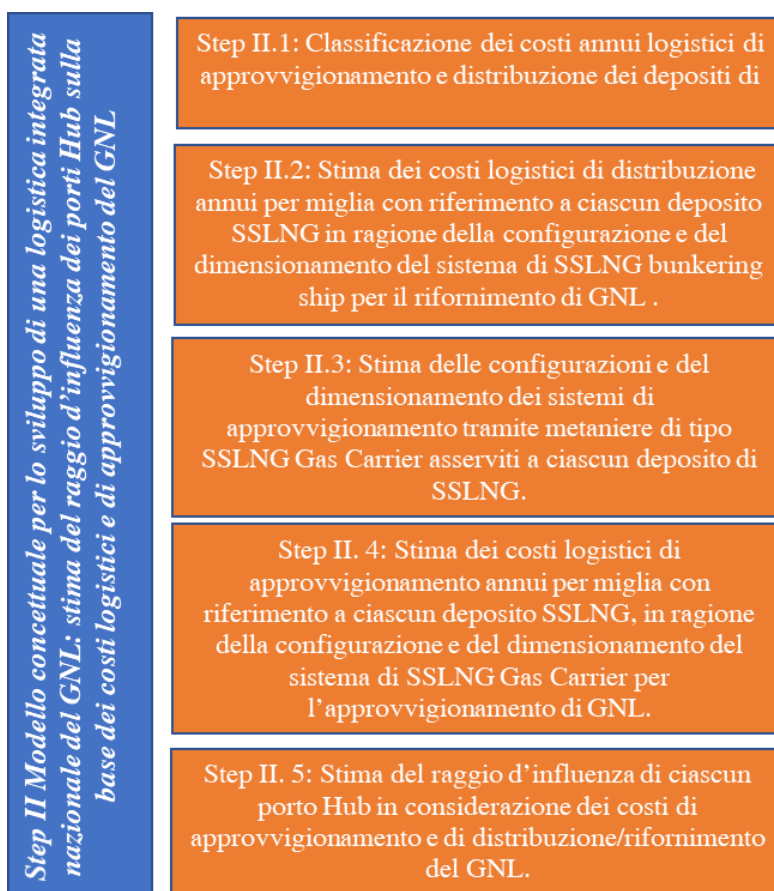
- ✓ Step II.1: Classificazione dei costi annui logistici di approvvigionamento e distribuzione dei depositi di SSLNG.
- ✓ Step II.2: Stima dei costi logistici di distribuzione annui per miglia con riferimento a ciascun deposito SSLNG in ragione della configurazione e del dimensionamento del sistema di SSLNG bunkering ship per il rifornimento di GNL.
- ✓ Step II.3: Stima delle configurazioni e del dimensionamento dei sistemi di approvvigionamento tramite metaniere di tipo SSLNG Gas Carrier asserviti a ciascun deposito di SSLNG.
- ✓ Step II.4: Stima dei costi logistici di approvvigionamento annui per miglia con riferimento a ciascun deposito SSLNG, in ragione della configurazione e del dimensionamento del sistema di SSLNG Gas Carrier per l'approvvigionamento di GNL.
- ✓ Step II.5: Stima del raggio d'influenza di ciascun porto Hub in considerazione dei costi di approvvigionamento e di distribuzione/rifornimento del GNL.

Tabella 17. Matrice delle distanze geografiche dei porti Hub & Spoke nazionali, costruita nel rispetto del raggio d'influenza dei porti Hub basato sui profili tecnici e operativi

Hub/Spoke	Augusta	Brindisi	Cagliari	Crotone	La Spezia	Livorno (FSRU)	Livorno (LNG terminal)	Napoli	Oristano (Higas)	Oristano (Edison)	Oristano (IVI)	Porto Marghera	Porto Torres	Ravenna	Rovigo
Ancona	702	341	1003	516	NA	NA	NA	894	NA	NA	NA	90	NA	89	90
Bari	416	55	717	230	NA	NA	NA	607	NA	NA	NA	377	NA	375	377
Genova	664	893	387	718	38	53	53	341	318	318	NA	NA	254	NA	NA
Gioia Tauro	92	304	359	128	553	537	537	249	446	NA	NA	735	NA	733	735
Palermo	187	405	257	230	481	466	466	189	344	344	NA	836	440	835	836
Taranto	278	139	579	92	773	758	758	469	666	NA	NA	570	NA	569	570
Trieste	791	429	1092	605	NA	NA	NA	982	NA	NA	NA	54	NA	87	56
Venezia	793	431	1094	607	NA	NA	NA	984	NA	NA	NA	4	NA	58	13
Chioggia	783	421	1084	593	NA	NA	NA	974	NA	NA	NA	15	NA	50	20
Civitavecchia	363	559	230	428	154	118	118	147	308	308	NA	941	168	893	NA
Fiumicino	336	532	223	401	180	144	144	120	310	310	NA	914	181	866	NA
Gaeta	273	469	248	338	261	224	224	50	340	340	NA	851	246	803	NA
Golfo Aranci	462	753	157	578	206	201	201	201	143	143	143	NA	77	NA	NA
Marina di Carrara	615	845	349	669	10	31	31	293	304	304	NA	NA	238	NA	NA
Messina	89	307	356	131	549	534	534	246	443	NA	NA	738	NA	737	738
Milazzo	122	340	322	165	516	501	501	213	410	NA	NA	771	491	770	771
Olbia	462	753	157	578	206	201	201	201	143	143	143	NA	77	NA	NA
Piombino	545	775	309	600	80	65	65	223	273	273	NA	NA	208	NA	NA
Porto Ferrario	548	779	309	604	80	65	65	226	276	276	NA	NA	206	NA	NA
Portovesme	389	695	42	520	384	391	391	389	88	88	88	NA	210	NA	NA
Salerno	245	463	350	287	396	381	381	93	445	NA	NA	894	371	893	NA
Savona	694	924	365	NA	74	83	83	372	270	270	NA	NA	268	NA	NA
Trapani	187	479	184	303	447	432	432	251	271	271	NA	910	367	908	NA
Vado Ligure	694	924	365	NA	74	83	83	372	270	270	NA	NA	268	NA	NA
Carloforte	389	695	42	520	384	391	391	389	88	88	88	NA	210	NA	NA
Gela	236	560	312	384	581	566	566	393	399	NA	NA	NA	494	989	NA
La Maddalena	489	780	183	605	180	189	189	228	116	116	116	NA	50	NA	NA
Monfalcone	808	447	1109	622	NA	NA	NA	999	NA	NA	NA	60	NA	63	60
Palau	410	606	164	475	175	147	147	228	150	150	150	NA	55	940	NA
Porto Levante	662	378	979	526	NA	NA	NA	837	NA	NA	NA	24	NA	42	11
Siracusa	10	362	356	186	626	610	610	335	444	NA	NA	793	NA	791	793
Reggio Calabria	82	338	387	163	581	565	565	277	474	NA	NA	769	NA	768	769

Fonte: ns. elaborazioni a partire da dati "Marine Traffic" (cfr. osservazioni "NA" = Not applicable)

Figura 10: Step relativi alla FASE II della metodologia per definire il modello concettuale per lo sviluppo di una logistica integrata nazionale del GNL: stima del raggio d'influenza dei porti Hub sulla base dei costi logistici e di approvvigionamento del GNL.



Fonte: Ns. elaborazione.

Il primo step della Fase II consiste nella categorizzazione delle singole componenti annue di costo, considerando i costi annui logistici della rete che caratterizzano i singoli depositi, nell'ipotesi in cui i mezzi navali (navi bettoline per la fase della distribuzione, e metaniere per quella di approvvigionamento) adibiti alle operazioni logistiche relative ai depositi di SSLNG stessi siano di proprietà di quest'ultimi. Per le finalità del presente elaborato, i suddetti costi annui logistici nell'ipotesi della proprietà degli asset possono essere categorizzati in tre macro-voci di spesa:

- ✓ **CAPEX (Capital expenditure):** voce di costo che include tutte le spese inerenti all'acquisto dei mezzi di trasporto necessari ad effettuare le operazioni di distribuzione (bettoline/SSLNG Bunkering Ships) e approvvigionamento (metaniere SSLNG/SSLNG Gas Carrier) impiegate con riferimento a ciascun deposito di SSLNG nazionale. Detti investimenti presentano una vita utile di circa 25 anni.
- ✓ **OPEX (operating expenses):** voce di costo che include tutte le spese operative annuali necessarie al funzionamento day by day dei mezzi della catena di distribuzione ed approvvigionamento dei depositi del GNL. Esse ricomprendono:
  - Costo del lavoro: costo del personale impiegato per il funzionamento dei mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.

- Costi di manutenzione e di servizi tecnici: costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti ai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
  - Costi per l'energia e altre utenze: costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
  - Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi: costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.
- ✓ VOyex (Voyage costs/costi di viaggio): ci si riferisce ai “costi di viaggio” annuali connessi alla logistica di approvvigionamento e di rifornimento. Possono essere a loro volta semplicisticamente suddivisi in:
- Costi portuali annui: tasse portuali e costi per i servizi portuali;
  - Costi del carburante annuo (MDO per le metaniere).

A seguito di tale classificazione delle componenti annue del costo logistico dei sistemi di approvvigionamento e distribuzione dei depositi SSLNG, dato il contesto nazionale che vede ad oggi la prevalenza della soluzione del noleggio a lungo termine delle bettoline/metaniere utilizzate per le operazioni logistiche di distribuzione e approvvigionamento del GNL dei progetti di deposito SSLNG nazionali (elemento quest'ultimo confermato dai quantitativi esigui di “orderbook” per navi bettoline SSLNG e metaniere SSLNG destinate al mercato nazionale), si è proceduto a classificare le voci di costo anche in caso di scelta della soluzione a noleggio (di lungo termine). Questi dati di costo sono quelli che si è scelto di impiegare successivamente per ponderare la matrice delle distanze tra porti Hub e porti Spoke costruita in ragione del raggio d'azione funzionale ed operativo stimato nella Fase I della metodologia.

I costi logistici annui, in caso di soluzione di noleggio dei mezzi a lungo termine, a differenza di quelli di proprietà, consistono unicamente nei costi di gestione commerciale (VOyex) e operativa (OPex) delle unità navali bettoline/metaniere SSLNG per l'espletamento delle operazioni di logistica del GNL riconducibile ai depositi di SSLNG. I CAPEX connessi a tali unità navali rimangono infatti a capo del proprietario della nave, che riceve in cambio una rata di nolo giornaliera, ovvero costo di noleggio netto.

Il costo logistico annuo calcolato con riferimento all'ipotesi di noleggio a lungo termine dei mezzi impiegati per la logistica del GNL a carico di un deposito di SSLNG è dato pertanto dalla somma dei costi netti di noleggio annui, a cui vanno aggiunte le spese di commissione annue del broker pari al 2,5%<sup>10</sup> (“Freight”), dei costi operativi annui (“OPex”) e dei costi di viaggio annui (“VOyex”) delle diverse unità navali attese essere al servizio del sistema distributivo (SSLNG Bunkering Ship) e di approvvigionamento (SSLNG Gas Carrier) asserviti a ciascun deposito di SSLNG nell'ambito della rete nazionale proposta.

Dopo aver fornito una adeguata classificazione delle principali voci di costo che costituiscono il costo logistico annuo, si è proceduto all'identificazione di una base per la ponderazione dei costi logistici annui di distribuzione dei depositi di SSLNG, ovvero la quantità di “miglia annue di navigazione” caratterizzanti i diversi size dimensionali di bettoline/SSLNG Bunkering ships (“small-mid-large size MV bunker vessel”).

I valori stimati sulle miglia annue di navigazione delle diverse tipologie navali di SSLNG Bunker Ships (small-mid-large size) che si prospetta essere utilizzate lungo la catena di distribuzione del GNL marittimo è stato espresso nel suo valore massimo, coincidente al prodotto tra le frequenze annuali delle operazioni di rifornimento per ciascun deposito di SSLNG (in ipotesi di massima utilizzazione della capacità dei depositi) e

<sup>10</sup> Costi commerciali per l'attività di commissione e intermediazione dei broker navali. In generale, il noleggiatore (disponent owner) versa 1,25% sia al proprio broker che a quello del “registered owner” della nave.

il doppio del raggio massimo d'influenza di ciascun porto Hub in ragione dei vincoli tecnici ed operativi (ciò origina dal fatto che le operazioni di rifornimento comprendono sia il viaggio di andata dal porto "Hub" al porto "Spoke", che il ritorno).

I dati principali vengono riportati nella Tabella 18; pare tuttavia opportuno evidenziare come i costi miglia annui logistici di tipo Opex e noleggio individuati in seguito, rappresentino in realtà i costi miglia annui logistici in ipotesi di massima utilizzazione dei mezzi adibiti alle operazioni di distribuzione/approvvisionamento, mentre nel caso dei costi Voyex miglia annui, essendo per questi stata sviluppata una metodologia di stima ad hoc, rappresentano un valore medio di costo per miglia.

*Tabella 18. Miglia annue massime di navigazione relative alle diverse categorie di SSLNG Bunkering Ships (Small-Mid-Large size, hp. massimo utilizzo).*

Terminal name	Type of SSLNG Bunkering ship	Available Capacity of SSLNG bunkering ship	Bunkering operation per annum	Max. miles of navigation to Hub from Spoke	Max. miles of navigation per year
Panigaglia LNG Bunkering	7,5	6	51,67	839	86.701
Venice LNG	4	3,2	46,88	951	89.193
Adriatic LNG terminal	7,5	6	51,67	839	86.701
LNG Terminal Spa	5	4	52,50	822	86.268
FSRU OLT Toscana	7,5	6	51,67	839	86.701
Oristano (HIGAS)	7,5	6	58,33	713	83.235
Oristano (IVI)	5	4	112,50	245	55.068
Oristano (EDISON)	7,5	6	86,67	395	68.501
Ravenna Coastal LNG deposit	25	20	50,00	1.014	101.376
Sardinia LNG	5	4	30,00	1.633	97.968
Naples Coastal LNG deposit	25	20	50,00	1.014	101.376
Crotone	7,5	6	56,67	742	84.101
Priolo Augusta LNG Terminal	5	4	52,50	822	86.268
Porto Torres	7,5	6	73,33	514	75.435
Brindisi LNG Terminal	25	20	50,00	1.014	101.376

Fonte: ns. elaborazione.

Dall'analisi dei dati riportati in tabella, si evince come l'impiego massimo annuale in termini di miglia navigate delle SSLNG Bunkering Ships di tipo "Small size" e "Mid size" è in media di circa 85.000 miglia annue, mentre per le unità di tipo "large size", la media sale a circa 100.000 miglia annue.

Proseguendo nel processo di stima dei costi logistici di distribuzione dei depositi di SSLNG serviti da diverse tipologie di SSLNG Bunkering Ships, a seguito dell'individuazione della base di ponderazione per il calcolo del costo logistico annuo per miglia attinente alle diverse tipologie di nave, si è proceduto a selezionare tre unità navali di SSLNG Bunkering Ships per le quali si dispone dei dati puntuali di costo (una per ciascuna tipologia navale di bettolina: small, mid, large), utilizzabili come proxy per la stima dei costi logistici annui per miglia.

In particolare, si è proceduto ad impiegare le seguenti proxy:

- ✓ Bettolina 5.000 m<sup>3</sup>, rappresentativa dei costi logistici annui per miglia delle tipologie navali "MV bunker GNL" small size (1.000-5.000 m<sup>3</sup>)
- ✓ Bettolina 7.500 m<sup>3</sup>, rappresentativa dei costi logistici annui per miglia delle tipologie navali "MV bunker GNL" medium size (5.001-15.000 m<sup>3</sup>)
- ✓ Bettolina 30.000 m<sup>3</sup>, rappresentativa dei costi logistici annui per miglia delle tipologie navali "MV bunker GNL" large size (15.001-30.000 m<sup>3</sup>)



A seguito dell'individuazione delle suddette tre proxy navali, si è proceduto alla stima dei loro costi logistici annui, operazione che differisce, come precedentemente accennato, nel caso di stima dei costi annui operativi (OPex) e di noleggio (Freight) o, dei costi di viaggio annui (VOyex).

Il processo di stima dei costi operativi e di noleggio annui del sistema distributivo marittimo nazionale per il GNL proposto, e di conseguenza dei costi operativi e di noleggio annui per miglia, considerando l'ipotesi di massimo utilizzo del sistema distributivo (SSLNG Bunkering Ships) di cui ai depositi di SSLNG, ha beneficiato dei dati di costo forniti da Assocostieri Servizi Srl nell'ambito del Progetto Interreg TDI-RETE GNL (Tabella 19).

Tabella 19. Stima delle componenti di costo OPEX e Noleggio dei Costi logistici di distribuzione/rifornimento di GNL: costi annui e costi annui per miglia.

<b>LNG - BUNKERING MODE</b>			
<b>LNG - BUNKERING TYPE</b>	<b>MV bunker small size (5.000 m3)</b>	<b>MV bunker mid size (7.500 m3)</b>	<b>MV bunker large size (30.000 m3)</b>
<b>OPEX ANNUO - ANNUO/MIGLIA</b>			
Costo del lavoro	€ 1.790.000	€ 1.790.000	€ 1.790.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	€ 424.000	€ 706.000	€ 1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	€ 1.659.000	€ 2.488.750	€ 9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	€ 1.319.000	€ 1.601.000	€ 2.617.000
<b>Costo operativo totale annuo</b>	<b>€ 5.192.000</b>	<b>€ 6.585.750</b>	<b>€ 16.083.750</b>
Max. Miglia annue navigazione	85.000	85.000	100.000
<b>Costo operativo totale annuo per miglia</b>	<b>€ 61</b>	<b>€ 77</b>	<b>€ 161</b>
<b>COSTO NOLEGGIO ANNUO ANNUO/MIGLIA</b>			
Freight rate giornaliero	€ 15.000	€ 20.000	€ 42.500
Broker commissions (2,5%)	€ 375	€ 500	€ 1.063
<b>Costo noleggio annuo</b>	<b>€ 5.611.875</b>	<b>€ 7.482.500</b>	<b>€ 15.900.313</b>
Max. Miglia annue navigazione	85.000	85.000	100.000
<b>Costo di noleggio totale annuo per miglia</b>	<b>€ 66</b>	<b>€ 88</b>	<b>€ 159</b>

Fonte: ns. elaborazione su dati Assocostieri Servizi Srl (2020).

Le analisi empiriche condotte mostrano come il costo operativo annuo di un sistema di distribuzione per un deposito di SSLNG che preveda l'impiego di una nave SSLNG Bunkering Ship di tipo "small size" sia pari a 5,19 milioni di euro, mentre per quelli serviti da mid-size il valore si aggiri intorno a 6,58 Milioni di euro e, per quelli serviti dalle large size raggiunge 16,08 Milioni di euro.

I dati relativi al costo operativo annuo della logistica dei diversi sistemi di distribuzione che riguardano la logistica outbound dei depositi di SSLNG, una volta pesati per il valore massimo di miglia di navigazione annue, risultano pari a 61 euro per miglia nel caso di SSLNG Bunkering Ships di tipo "small size", 77 euro per miglia per le "Mid size", 161 euro per miglia per le "Large size."

Per quanto riguarda invece il costo annuo di noleggio delle diverse tipologie di SSLNG Bunkering Ships, si è adottata una stima relativa alla rata giornaliera di nolo che ammonta a (dati Assocostieri Servizi Srl):

- ✓ 15.000 euro per le navi small size;
- ✓ 20.000 euro, per le mid-size;
- ✓ 45.000 euro per le large size

Ne deriva un costo di noleggio annuo lordo per i depositi di SSLNG serviti da una small size pari a 5,25 Mio euro, di 7 Mio euro se serviti una mid-size di 14,87 Mio euro se serviti da una large size.

Pertanto, i valori netti di costo di noleggio annuo connessi alla logistica di distribuzione dei depositi di SSLNG, ponderati per le miglia massime di navigazione annue relative alle diverse tipologie di SSLNG Bunkering Ships sono pari a 66 euro per miglia per i depositi SSLNG serviti da bettoline “small size”, 88 euro per miglia se serviti con soluzioni “Mid size” e 159 euro per miglia nel caso di impiego di bettoline “large size”.

In relazione all’operazione di stima dei costi di viaggio annui per miglia del sistema distributivo di questi depositi, come precedentemente accennato, non essendo disponibili dati ufficiali di settore, si è reso necessario l’applicazione di una metodologia di stima costruita ad hoc.

Tale metodologia verte su una semplificazione chiave: assumendo che i costi portuali siano identici in tutti i porti nazionali, implicitamente si fa coincidere il costo di viaggio logistico annuo per miglia con il costo miglia relativo al carburante. Attraverso l’implementazione di tale semplificazione, la metodologia sviluppata ha dapprima permesso la stima del dato medio del costo miglia annuo di viaggio (VOyex) riconducibile a ciascuna tipologia di SSLNG Bunkering Ship, in virtù dell’analisi sui consumi giornalieri di tali tipologie navali raccolti nel database “Metaniere&Bunkering Worldwide” e, in seguito, la stima del costo di viaggio annuo di queste, con ciò però intendendosi il costo annuo di viaggio in ipotesi di sistema distributivo semplificato, perciò ipotizzato a massima capacità d’utilizzo e a massimo tasso di utilizzo delle SSLNG Bunkering Ship.

Come appena accennato, ai fini della stima del costo miglia del carburante delle navi bettoline, è stato sviluppato un apposito dataset finalizzato a mappare la composizione della flotta bettoline e metaniere SSLNG a livello mondiale. Come riportato nella tabella sottostante, si è proceduto a raccogliere vari dati tecnico-operativi, quali il “Fuel Type” e il “Fuel consumption main engine” (consumo giornaliero espresso in tonnellate) di GNL.

Data la scarsità di dati, l’attività d’analisi dei consumi giornalieri è stata svolta in ipotesi di “interscambiabilità” dei dati tecnici delle navi bettoline e metaniere, data la somiglianza, da un punto di vista di tecnologia impiegata e delle dimensioni, delle due diverse classi navali.

*Tabella 20: dati tecnico-operativi alla base della stima del costo miglia del carburante delle navi bettoline*

IMO/LR/IH S No.	Name of Ship	Ship Type	Gas Capacity (m <sup>3</sup> )	Fuel Type	Fuel Consumption Main Engines (tns)	Length	Draught	Breadth	Status
9275074	PIONEER KNUTSEN	LNG-Small Gas Carrier	1.078	LNG	ND	68,870	3,300	11,80	In Service/ Commission
9317200	NORTH PIONEER	LNG-Small Gas Carrier	2.462	Distillate Fuel	ND	89,230	4,312	15,30	In Service/ Commission
9469235	KAKUREI MARU	LNG-Small Gas Carrier	2.485	Distillate Fuel	ND	86,290	4,312	15,10	In Service/ Commission
9433884	SHINJU MARU NO. 2	LNG-Small Gas Carrier	2.485	Distillate Fuel	ND	86,290	4,200	15,10	In Service/ Commission
9260603	SHINJU MARU NO. 1	LNG-Small Gas Carrier	2.487	Distillate Fuel	ND	86,250	4,183	15,10	In Service/ Commission
9675200	KAKUYU MARU	LNG-Small Gas Carrier	2.488	Distillate Fuel	ND	88,800	4,313	15,30	In Service/ Commission
9554729	AKEBONO MARU	LNG-Small Gas Carrier	3.515	Distillate Fuel	ND	99,370	4,610	17,20	In Service/ Commission
9617698	CORAL ENERGY	LNG-Small Gas Carrier	15.446	LNG	ND	155,640	8,190	22,70	In Service/ Commission
9783124	CORAL ENERGICE	LNG-Small Gas Carrier	17.640	LNG	ND	163,860	7,600	24,50	In Service/ Commission
9016492	LUCIA AMBITION	LNG-Small Gas Carrier	18.548	Distillate Fuel	ND	130,000	7,116	25,70	In Service/ Commission
9134323	AMAN SENDAI	LNG-Small Gas Carrier	18.549	Distillate Fuel	ND	130,000	7,116	25,70	In Service/ Commission
9161510	PELITA ENERGY	LNG-Small Gas Carrier	18.563	Distillate Fuel	ND	130,000	7,116	25,70	In Service/ Commission
9349942	SUN ARROWS	LNG-Small Gas Carrier	19.140	Distillate Fuel	ND	151,000	7,629	28,00	In Service/ Commission



IMO/LR/IH S No.	Name of Ship	Ship Type	Gas Capacity (m <sup>3</sup> )	Fuel Type	Fuel Consumption Main Engines (tns)	Length	Draught	Breadth	Status
9060534	SURYA AKI	LNG-Small Gas Carrier	19.147	Distillate Fuel	ND	151,000	7,600	28,00	In Service/Commission
9187356	TRIPUTRA	LNG-Small Gas Carrier	22.635	Distillate Fuel	ND	151,030	7,060	28,00	In Service/Commission
9696735	CNTIC VPOWER GLOBAL	LNG-Small Gas Carrier	27.979	LNG	ND	176,800	8,000	27,60	In Service/Commission
9693719	CORAL ENCANTO	LNG-Small Gas Carrier	29.400	LNG	ND	181,300	8,000	28,00	In Service/Commission
9874040	RAVENNA KNUITSEN	LNG-Small Gas Carrier	29.515	LNG	23,10	180,044	8,420	28,40	In Service/Commission
9696266	HAI YANG SHI YOU 301	LNG-Small Gas Carrier	30.422	LNG	28,25	184,700	7,400	28,10	In Service/Commission
9918767	ARMON GIJON G024	Bunkering Tanker (LNG)	3.800	LNG	ND	92,950	ND	16,90	Under Construction
9830903	AVENIR ACCOLADE	Bunkering Tanker (LNG)	7.350	LNG	ND	118,000	5,500	18,60	Launched
9830898	AVENIR ADVANTAGE	Bunkering Tanker (LNG)	7.350	LNG	ND	123,480	5,650	18,60	In Service/Commission
9886756	AVENIR ALLEGIANCE	Bunkering Tanker (LNG)	19.600	LNG	ND	159,700	8,200	24,00	Launched
9868962	AVENIR ASPIRATION	Bunkering Tanker (LNG)	7.350	LNG	ND	115,800	6,200	19,00	Launched
9824590	BUNKER BREEZE	Bunkering Tanker (LNG/Oil)	1.176	Distillate Fuel	ND	86,120	5,380	17,00	In Service/Commission
9765079	CARDISSA	Bunkering Tanker (LNG)	6.469	LNG	ND	119,940	5,800	19,40	In Service/Commission
9404584	CORAL METHANE	Bunkering Tanker (LNG)	7.401	LNG	ND	117,800	7,150	18,60	In Service/Commission
9769128	CORALIUS	Bunkering Tanker (LNG)	5.781	LNG	9,12	99,600	5,710	17,84	In Service/Commission
9888182	DMITRY MENDELEV	Bunkering Tanker (LNG)	5.680	LNG	ND	99,900	5,700	19,00	Launched
9894416	ECOBUNKER TOKYO BAY	Bunkering Tanker (LNG/Oil)	2.450	Distillate Fuel	ND	95,570	6,300	15,80	Launched
9859636	FUELNG BELLINA	Bunkering Tanker (LNG)	7.350	LNG	ND	119,500	5,850	19,50	In Service/Commission
9850680	GAS AGILITY	Bunkering Tanker (LNG)	18.399	LNG	ND	135,500	6,800	24,50	In Service/Commission
9909285	GAS VITALITY	Bunkering Tanker (LNG)	18.600	LNG	ND	135,900	6,500	24,50	Keel Laid
9750024	GREEN ZEEBRUGGE	Bunkering Tanker (LNG)	4.998	LNG	ND	107,600	4,800	17,80	In Service/Commission
9901362	HYUNDAI MIPO 8298	Bunkering Tanker (LNG)	17.640	LNG	ND	166,000	6,800	24,40	Under Construction
9862293	KAGUYA	Bunkering Tanker (LNG)	3.469	LNG	ND	81,700	4,500	18,00	In Service/Commission

IMO/LR/IHS No.	Name of Ship	Ship Type	Gas Capacity (m <sup>3</sup> )	Fuel Type	Fuel Consumption Main Engines (tns)	Length	Draught	Breadth	Status
9819882	KAIROS	Bunkering Tanker (LNG)	7.521	LNG	ND	117,070	5,212	20,00	In Service/Commission
9888194	LNG LONDON	Bunkering Tanker (LNG)	3.000	Distillate Fuel	ND	110,000	2,800	15,00	In Service/Commission
9922811	LNGBV	Bunkering Tanker (LNG)	490	LNG	ND	48,500	2,450	12,40	Under Construction
9886768	NANTONG CIMC SINOPACIFIC S1044	Bunkering Tanker (LNG)	19.600	LNG	ND	159,700	8,200	24,00	Keel Laid
9868974	NANTONG CIMC SINOPACIFIC S1050	Bunkering Tanker (LNG)	7.350	LNG	ND	115,800	6,200	19,00	Keel Laid
9494981	OIZMENDI	Bunkering Tanker (LNG)	588	Distillate Fuel	ND	79,990	4,200	15,00	In Service/Commission
9870472	OPTIMUS	Bunkering Tanker (LNG)	6.000	LNG	ND	99,800	5,500	18,60	Launched
7382691	SEAGAS	Bunkering Tanker (LNG)	167	Distillate Fuel	ND	49,650	3,130	11,25	In Service/Commission
9880764	SEMBCORP SCM J420004	Bunkering Tanker (LNG)	12.000	LNG	ND	113,000	ND	22,00	Keel Laid
9830745	SM JEJU LNG1	Bunkering Tanker (LNG)	7.501	LNG	ND	96,960	6,513	21,80	In Service/Commission
9830757	SM JEJU LNG2	Bunkering Tanker (LNG)	7.498	LNG	ND	96,960	6,513	21,80	In Service/Commission
9870628	XINAO PUTUO HAO	Bunkering Tanker (LNG)	8.330	LNG	ND	119,300	5,900	19,80	Keel Laid

Fonte: ns. elaborazione.”

Attraverso l'analisi di dettaglio dei dati richiamati in tabella, considerando che il carburante generalmente utilizzato dalle SSLNG Bunkering Ship è rappresentato dal GNL stesso, e che i consumi di GNL per miglia vengono espressi in tons (fattore conversione tons GNL in m<sup>3</sup> GNL uguale a 0,405m<sup>3</sup>), sono stati ricavati due valori di consumo giornaliero di GNL relativi alle due tipologie dimensionali di bettolina “small & large size” che si attende saranno impiegate all'interno del sistema distributivo dei depositi SSLNG nazionali già realizzati o in fase di progettazione.

Considerando poi un prezzo del combustibile pari a 150 euro per m<sup>3</sup> di GNL<sup>11</sup> consumato, si è giunti a determinare il costo medio per miglia del carburante GNL.

<sup>11</sup> Come proxy del costo GNL, si è preso in riferimento il prezzo degli ultimi 5 anni del GNL PEG Nord, con ciò intendendosi il prezzo del GNL scambiato nell'hub Nord francese (Point d'échange de gaz - Nord), comunemente indicato come PEG Nord, il quale è uno dei 3 punti di scambio virtuali per la vendita, l'acquisto e lo scambio di gas naturale e GNL in Francia. A fine 2020, risultava come un 1 m<sup>3</sup> di GNL nell'Hub PEG Nord fosse scambiato a 7 euro per MWh. Considerando che 1 m<sup>3</sup> di GNL equivale a 6,933 MWh, il prezzo a fine 2020 era di quasi 50 euro per m<sup>3</sup>. Tale prezzo risulta molto basso se confrontato con i valori storici registrati da questa commodity, causa la riduzione dei consumi e la seguente caduta dei prezzi delle commodities energetiche in relazione alla pandemia COVID19, e perciò non rappresentativo del reale prezzo di mercato e del possibile prezzo futuro di tale commodity. Perciò, si è optato per utilizzare come proxy del prezzo di acquisto per m<sup>3</sup> di GNL, il prezzo medio del PEG Nord degli ultimi 5 anni, il quale risulta essere 20€/MWh. A fini prudenziali, si è inoltre optato per l'aggiunta di un mark up di sicurezza di 2 euro per MWh (GNL = PEG + 2€/MWh). In conclusione, utilizzando un prezzo del GNL di 22 euro per MWh, il valore di mercato per m<sup>3</sup> di GNL è risultato essere di 150 euro per m<sup>3</sup>.

La stima dei consumi miglia di GNL che caratterizzano ciascuna tipologia di SSLNG Bunkering Ship (small, mid, large size) è stata condotta rapportando i “consumi giornalieri in tonnellate delle diverse tipologie navali bettolina/metaniera alimentate a GNL”, rispetto al dato stimato con riferimento alle miglia massime navigabili al giorno da ciascuna tipologia di SSLNG.

Dai calcoli, in via approssimativa, emerge come le SSLNG Bunkering Ships di dimensione pari a circa 5.800 m<sup>3</sup> presentino un consumo giornaliero pari a 22 m<sup>3</sup> di GNL al giorno (nave Coralius, 9,12 tns GNL al giorno): tale valore è stato associato alla categoria “small size Bunker vessel”. Le bettoline alimentate a GNL da 30.000 m<sup>3</sup> presentano consumi pari a 64 m<sup>3</sup> (nave Hai yang shi you 301 e Ravenna Knutsen, rispettivamente 28 e 23 tns GNL al giorno): questo dato appare applicabile alla categoria navale bettoline large size (15.000-30.000 m<sup>3</sup>).

Il dato di consumo giornaliero di GNL delle unità 7.500 m<sup>3</sup>, a differenza delle altre due tipologie navali, è stato invece stimato approssimativamente, causa l’indisponibilità di dati reali, applicando la percentuale di incremento di consumi giornalieri di bunker GNL che si verifica dal passaggio di unità navali da 5.000 m<sup>3</sup> a 30.000 m<sup>3</sup>, percentuale che risulta essere del +300% a seguito di un incremento nelle dimensioni navali delle diverse tipologie di bettoline di 6X.

Ne conseguono consumi giornalieri di GNL in relazione alle unità bettoline da 7.500 m<sup>3</sup>, rappresentative della tipologia bettolina mid-size (5.000-15.000 m<sup>3</sup>), pari a 33 m<sup>3</sup> di GNL al giorno (+50% rispetto alle 5.000 m<sup>3</sup>).

La Tabella 21 riporta sia i dati di costo per miglia del combustibile (costo di viaggio annuo per miglia) sia i dati di costo annuo di viaggio, in ragione delle ipotesi semplificate adottate.

*Tabella 21. Costo logistico di viaggio annuo e costo logistico di viaggio annuo per miglia; in via semplificativa costo annuo del combustibile e del costo per miglio del combustibile in relazione alle diverse tipologie di SSLNG bunkering ship attese al servizio dell’approvvigionamento dei depositi di SSLNG.*

LNG - BUNKERING TYPE	MV bunker small size (5.000 m3)	MV bunker mid size (7.500 m3)	MV bunker large size (30.000 m3)
<b>VOYEX ANNUO</b>			
Consumo m3 per giorno	22	33	64
Velocità di crociera	13	13	16
Consumo m3 per miglia	0,070512821	0,105769231	0,166666667
Max. Miglia	85.000	85.000	100.000
Prezzo GNL febbraio 2021	€ 150	€ 150	€ 150
<b>Costo GNL per miglia</b>	<b>€ 11</b>	<b>€ 16</b>	<b>€ 25</b>
<b>VOYEX MAX. totale annuo</b>	<b>€ 899.038</b>	<b>€ 1.348.558</b>	<b>€ 2.375.000</b>

Fonte: ns. elaborazione.

A seguito dell’individuazione delle tre componenti di costo logistico annuo per miglia, si riporta in Tabella 22, il dato stimato, in termini annui per miglia, del costo totale logistico di distribuzione relativo ai depositi di SSLNG serviti da diverse soluzioni STS (small-mid-large size).

*Tabella 22. Costi annui logistici per miglia delle diverse tipologie bettolina attese al servizio dell’approvvigionamento dei progetti di deposito SSLNG nazionali (hp. Sistema distributivo semplificato).*

LNG - BUNKERING TYPE	MV bunker small size (5.000 m3)	MV bunker mid size (7.500 m3)	MV bunker large size (30.000 m3)
OPEX annuo/miglia	€ 61	€ 77	€ 161
FREIGHT annuo/miglia	€ 66	€ 88	€ 159
VOYEX annuo/miglia	€ 11	€ 16	€ 25
<b>Totale costo annuo logistico di distribuzione</b>	<b>€ 138</b>	<b>€ 181</b>	<b>€ 345</b>

Fonte: ns. elaborazione.

L'analisi dei dati evidenzia come i depositi di SSLNG serviti da SSLNG Bunkering Ship di tipo "small size", presentino un costo logistico di distribuzione annuo per miglia pari a 138 euro, mentre detto valore sale a 181 nel caso di navi mid size e 345 euro per le large size.

Completato il processo di stima del costo logistico di distribuzione annuo per miglia dei depositi di SSLNG, si è proceduto analogamente al fine di addivenire alla stima dei costi miglia annui di approvvigionamento (mediante SSLNG Gas Carrier) dei porti Hub dotati di depositi di SSLNG.

Come nel caso del processo di stima dei costi della logistica di distribuzione dei depositi di SSLNG, anche in questo caso, ai fini del calcolo del costo logistico annuo per miglio in relazione al sistema di approvvigionamento, sono state utilizzate le medesime ipotesi. In aggiunta ad esse, si è reso necessario adottare due ulteriori ipotesi semplificative, ovvero:

- ✓ Interscambiabilità dei dati tecnici e economici delle diverse tipologie di navi bettoline e metaniere.
- ✓ L'applicazione di costi viaggio per miglia in ipotesi di utilizzo da parte delle SSLNG Gas Carrier di combustibile<sup>12</sup> analogo alle SSLNG Bunkering Ships, asservite alla catena di approvvigionamento di deposito di SSLNG.

A seguito di tali semplificazioni si è reso perciò possibile svolgere il processo di stima dei costi d'approvvigionamento in termini annui per miglia, seguendo i medesimi passaggi usati nella stima dei costi logistici relativi alle operazioni di distribuzione.

Si è pertanto dapprima definito il dimensionamento dei SSLNG Gas Carrier<sup>13</sup> (small, mid, large size) inclusivo della capacità effettiva di carico delle medesime (Tabella 23), le frequenze relative alle operazioni di approvvigionamento in relazione a ciascun deposito di SSLNG incluso nella rete marittima (Tabella 24), il tempo per le operazioni portuali richieste da ciascuna tipologia di SSLNG Gas Carrier (Tabella 25), le miglia annue massime di navigazione relative a ciascuna categoria di SSLNG Gas Carrier impiegata in relazione a specifici depositi di SSLNG (Tabella 26), per poi selezionare le unità navali da impiegare come proxy<sup>14</sup> delle tipologie dimensionali di SSLNG Gas Carrier, e giungere quindi all'identificazione delle stime di costo annuo di approvvigionamento per miglia relative a ciascun sistema di depositi di SSLNG in ragione delle soluzioni di approvvigionamento tramite SSLNG Gas Carrier impiegate (Tabella 27).

*Tabella 23. Struttura dimensionale stimata del sistema di approvvigionamento marittimo nazionale del GNL (valori stimati per analogia in rosso).*

Port	Terminal name	SSLNG Annual Capacity (thousands m <sup>3</sup> )	Type of SSLNG Gas carrier (thousands m <sup>3</sup> )	Available Capacity of SSLNG gas carrier (thousands m <sup>3</sup> )
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	310	7,5	6
Marghera	Venice LNG	150	27,5	22
Rovigo	Adriatic LNG terminal	310	7,5	6

<sup>12</sup> In relazione alla seconda semplificazione, seppur dal database "Bettoline&Metaniere worldwide" (tabella 13) risulti che la maggior parte delle metaniere sia ad oggi alimentata a MDO (Marine diesel oil), il fatto di non disporre di dati sui consumi giornalieri di MDO di tali unità navali, ha reso necessario ipotizzare l'utilizzo di metaniere a GNL considerato il fatto di poter stimare il consumo di questo grazie al processo di analogia tecnologica e dimensionale con le diverse tipologia navali bettolina (small-mid-large size) attese essere al servizio dei progetti di deposito SSLNG nazionali.

<sup>13</sup> In particolare, poggiando sull'analisi dei dati empirici raccolti nell'ambito delle attività di progetto è possibile asserirne che le metaniere SSLNG attualmente in servizio a livello mondiali sono per il 35% al di sotto dei 5000 m<sup>3</sup>, il 35% tra 15 e 20.000 m<sup>3</sup> e il 25% sopra i 20.000 m<sup>3</sup>, arrivando la metaniera SSLNG più grande a 30.422 m<sup>3</sup> di capacità di carico di GNL. Tanto premesso sono state individuate le 3 seguenti tipologie navali SSLNG Gas Carrier: a) MV Metaniera SSLNG small size (1- 10.000 m<sup>3</sup>); b) MV Metaniera SSLNG mid size (10.001-20.000 m<sup>3</sup>); c) MV Metaniera SSLNG large size 20.001- 30.000 m<sup>3</sup>).

<sup>14</sup> Le unità navali proxy individuate come rappresentative dei tre segmenti di mercato, ovvero SSLNG Gas Carrier (small-mid-large size), impiegate per la stima dei costi logistici annui miglia, sono risultate le: 1) Metaniera SSLNG 5.000 m<sup>3</sup> rappresentativa dei costi logistici annui per miglia della categoria di mercato "MV Metaniera SSLNG small size: 1- 10.000 m<sup>3</sup>"; 2) Metaniera SSLNG 15.000 m<sup>3</sup> rappresentativa dei costi logistici annui per miglia della categoria di mercato "MV Metaniera SSLNG mid-size: 10.000-20.000 m<sup>3</sup>"; 3) Metaniera SSLNG 30.000 m<sup>3</sup> rappresentativa dei costi logistici annui per miglia della categoria di mercato "MV Metaniera SSLNG large-size: 20.000-30.000 m<sup>3</sup>".

Livorno	LNG Terminal Spa	210	5	4
Livorno	FSRU OLT Toscana	310	7,5	6
Oristano	Oristano (HIGAS)	350	7,5	6
Oristano	Oristano (IVI)	450	5	4
Oristano	Oristano (EDISON)	520	7,5	6
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	1.000	30	24
Cagliari	Sardinia LNG	120	20	16
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	1.000	30	24
Crotone	ND	340	30	24
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	210	5,0	4,0
Porto torres	ND	440	15	12
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	1.000	30	24

Fonte ns. elaborazione.

Tabella 24. Frequenze annue, settimanali e giornaliere relative alle operazioni di approvvigionamento condotte nell'ambito dei depositi di SSLNG, in ipotesi di massima utilizzazione della capacità di stoccaggio annua.

Port	Terminal name	SSLNG Supplying Annual Capacity (thousands m <sup>3</sup> )	Type of SSLNGGC (thousands m <sup>3</sup> )	Supplying operation per annum	Supplying operation per week	Frequency of supplying operation in days
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	310	7,5	51,7	1,0	7,0
Marghera	Venice LNG	150	27,5	6,8	0,1	53,4
Rovigo	Adriatic LNG terminal	310	7,5	51,7	1,0	7,0
Livorno	LNG Terminal Spa	210	5	52,5	1,0	6,9
Livorno	FSRU OLT Toscana	310	7,5	51,7	1,0	7,0
Oristano	Oristano (HIGAS)	350	7,5	58,3	1,1	6,2
Oristano	Oristano (IVI)	450	5	112,5	2,2	3,2
Oristano	Oristano (EDISON)	520	7,5	86,7	1,7	4,2
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	1.000	30	41,7	0,8	8,7
Cagliari	Sardinia LNG	120	20	7,5	0,1	48,5
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	1.000	30	41,7	0,8	8,7
Crotone	ND	340	30	14,2	0,3	25,7
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	210	5,0	52,5	1,0	6,9
Porto torres	ND	440	15	36,7	0,7	9,9
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	1.000	30	41,7	0,8	8,7

Fonte ns. elaborazione.

Tabella 25. Tempi delle operazioni portuali per l'approvvigionamento delle diverse tipologie metaniere SSLNG

Port	Terminal name	Loading Hours	Discharging hours	Berthing /connection hours	disconnection/unberthing hours	Idle hours per port	Total port operation hours per supplying operation	Total days port operation per supplying operation
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	10	10	4	4	6	40	1,7
Marghera	Venice LNG	16	16	4	4	4	48	2,0
Rovigo	Adriatic LNG terminal	10	10	4	4	6	40	1,7
Livorno	LNG Terminal Spa	10	10	4	4	6	40	1,7
Livorno	FSRU OLT Toscana	10	10	4	4	6	40	1,7

Oristano	Oristano (HIGAS)	10	10	4	4	6	40	1,7
Oristano	Oristano (IVI)	10	10	4	4	6	40	1,7
Oristano	Oristano (EDISON)	10	10	4	4	6	40	1,7
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	16	16	4	4	4	48	2,0
Cagliari	Sardinia LNG	16	16	4	4	4	48	2,0
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	16	16	4	4	4	48	2,0
Crotone	ND	16	16	4	4	4	48	2,0
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	10	10	4	4	6	40	1,7
Porto torres	ND	10	10	4	4	6	40	1,7
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	16	16	4	4	4	48	2,0

Fonte ns. elaborazione.

Tabella 26. Miglia massime di navigazione annue dei diversi tipi di SSLNG Gas Carrier asservite ai depositi SSLNG.

Port	Terminal name	Frequency of supplying operation in days	Total days port operation per supplying operation	Max. days of navigation per supplying operation	Max. days of navigation per year	Ship speed (knts)	Miles per days	Max miles of navigation per year
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	7,0	1,7	5,4	277,9	13,0	312,0	86.701
Marghera	Venice LNG	53,4	2,0	51,4	350,4	16,0	384,0	134.540
Rovigo	Adriatic LNG terminal	7,0	1,7	5,4	277,9	13,0	312,0	86.701
Livorno	LNG Terminal Spa	6,9	1,7	5,3	276,5	13,0	312,0	86.268
Livorno	FSRU OLT Toscana	7,0	1,7	5,4	277,9	13,0	312,0	86.701
Oristano	Oristano (HIGAS)	6,2	1,7	4,6	266,8	13,0	312,0	83.235
Oristano	Oristano (IVI)	3,2	1,7	1,6	176,5	13,0	312,0	55.068
Oristano	Oristano (EDISON)	4,2	1,7	2,5	219,6	16,0	384,0	84.309
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	8,7	2,0	6,7	280,7	16,0	384,0	107.776
Cagliari	Sardinia LNG	48,5	2,0	46,5	349,0	16,0	384,0	134.016
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	8,7	2,0	6,7	280,7	16,0	384,0	107.776
Crotone	ND	25,7	2,0	23,7	335,7	16,0	384,0	128.896
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	6,9	1,7	5,3	276,5	13,0	312,0	86.268
Porto torres	ND	9,9	1,7	8,3	302,9	13,0	312,0	94.501
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	8,7	2,0	6,7	280,7	16,0	384,0	107.776

Fonte ns. elaborazioni.

Tabella 27. Stima delle componenti di costo dei Costi logistici di approvvigionamento, valori annui e annui per miglia delle diverse tipologie metaniera (hp. Sistema d'approvvigionamento semplificato).

<b>LNG - BUNKERING MODE</b>			
<b>LNG - BUNKERING TYPE</b>	<b>Metaniere SSSLNG small size (5.000m3)</b>	<b>Metaniere SSSLNG mid size (15.000m3)</b>	<b>Metaniere SSSLNG large size (30.000m3)</b>
<b>OPEX ANNUO - ANNUO/MIGLIA</b>			
Costo del lavoro	€ 1.790.000	€ 3.580.000	€ 1.790.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	€ 424.000	€ 848.000	€ 1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	€ 1.659.000	€ 3.318.000	€ 9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	€ 1.319.000	€ 2.638.000	€ 2.617.000
<b>Costo operativo totale</b>	<b>€ 5.192.000</b>	<b>€ 10.384.000</b>	<b>€ 16.083.750</b>
Max. Miglia annue navigazione	85.000	110.000	110.000
<b>Costo operativo totale annuo per miglia</b>	<b>€ 61</b>	<b>€ 94</b>	<b>€ 146</b>
<b>COSTO NOLEGGIO ANNUO_ANNUO/MIGLIA</b>			
Freight rate giornaliero	€ 15.000	€ 30.000	€ 42.500
Broker commissions (2,5%)	€ 375	€ 750	€ 1.063
<b>Costo noleggio annuo</b>	<b>€ 5.611.875</b>	<b>€ 11.223.750</b>	<b>€ 15.900.313</b>
Max. Miglia annue navigazione	85.000	110.000	110.000
<b>Costo operativo totale annuo per miglia</b>	<b>€ 66</b>	<b>€ 102</b>	<b>€ 145</b>
<b>VOYEX ANNUO_ANNUO/MIGLIA</b>			
Consumo m3 per giorno	22	44	64
Velocità di crociera	13	13	16
Consumo m3 per miglia	0,070512821	0,141025641	0,166666667
Max. Miglia	85.000	110.000	110.000
Prezzo GNL febbraio 2021	€ 150	€ 150	€ 150
<b>Costo GNL per miglia</b>	<b>€ 11</b>	<b>€ 21</b>	<b>€ 25</b>
<b>VOYEX MAX. totale annuo</b>	<b>€ 899.038</b>	<b>€ 2.326.923</b>	<b>€ 2.750.000</b>

Fonte ns. elaborazione.

A seguito dell'individuazione dei costi logistici annui per miglia del sistema di approvvigionamento, si riporta, in Tabella 28, il valore totale stimato dei costi annui logistici per miglia delle diverse unità metaniere attese al servizio dell'approvvigionamento dei progetti di deposito SSLNG nazionali.

Tabella 28. Costi annui logistici per miglia delle diverse tipologie di SSLNG Gas Carrier a servizio dell'approvvigionamento dei depositi di SSLNG.

<b>LNG - BUNKERING TYPE</b>	<b>MV SSLNGGC small size (5.000 m3)</b>	<b>MV SSLNGGC mid-size(15.000 m3)</b>	<b>MV SSLNGGC large size (30.000 m3)</b>
OPEX annuo/miglia	€ 61	€ 94	€ 146
FREIGHT annuo/miglia	€ 66	€ 102	€ 145
VOYEX annuo/miglia	€ 11	€ 21	€ 25
<b>Totale costo annuo logistico di distribuzione</b>	<b>€ 138</b>	<b>€ 218</b>	<b>€ 316</b>

Fonte ns. elaborazione.



Nella Tabella 29 vengo riportate le stime attinenti alle variabili investigate nell'ambito della Fase II dell'approccio metodologico proposto: la tabella ha ad oggetto il costo annuo per miglia della logistica in relazione ai diversi sistemi di approvvigionamento e distribuzione dei depositi di SSLNG.

Tabella 29. Costi totali annui logistici per miglia dei progetti di deposito SSLNG nazionali.

Port	Terminal name	Storage SSLNG (thousands m3)	Estimated SSLNG Annual Capacity (thousands m3)	Type of SSLNG Bunkering ship	Type of SSLNG C (thousands m <sup>3</sup> )	Distribution cost per mile	Supplyng cost per mile	Total logistic cost per mile
La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	ND	310	7,5	6,0	181,37	137,68	319,06
Marghera	Venice LNG	32	150	4,0	3,2	137,68	315,76	453,45
Rovigo	Adriatic LNG terminal	ND	310	7,5	6,0	181,37	137,68	319,06
Livorno	LNG Terminal Spa	4,9-9	210	5,0	4,0	137,68	137,68	275,36
Livorno	FSRU OLT Toscana	ND	310	7,5	6,0	181,37	137,68	319,06
Oristano	Oristano (HIGAS)	9	350	7,5	6,0	181,37	137,68	319,06
Oristano	Oristano (IVI)	9	450	5,0	4,0	137,68	137,68	275,36
Oristano	Oristano (EDISON)	10	520	7,5	6,0	181,37	137,68	319,06
Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	20	1.000	25,0	20,0	344,84	315,76	660,60
Cagliari	Sardinia LNG	22	120	5,0	4,0	137,68	217,59	355,27
Napoli	Naples Coastal LNG deposit	24	1.000	25,0	20,0	344,84	315,76	660,60
Crotone	ND	20	340	7,5	6,0	181,37	315,76	497,14
Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	3.000-15.000	210	5,0	4,0	137,68	137,68	275,36
Porto torres	ND	10	440	7,5	6,0	181,37	217,59	398,96
Brindisi	Brindisi LNG Terminal	20	1.000	25,0	20,0	344,84	315,76	660,60

Fonte ns. elaborazione.

Infine, la Tabella 30 riporta la matrice delle distanze geografiche costruita nel rispetto dei vincoli tecnico-operativi, ponderata per i costi logistici di approvvigionamento e distribuzione dei depositi di SSLNG che consente di addivenire alla definizione confini geografici delle catchment areas relative a ciascuno dei depositi SSLNG nazionali e dunque dei porti Hub ove sono ubicati.

Tabella 30. Raggio d'influenza effettivo dei porti Hub per la rete marittima nazionale GNL in base ai costi logistici di approvvigionamento e distribuzione dei depositi SSLNG.

Hub/Spoke	Augusta	Brindisi	Cagliari	Crotone	La Spezia	Livorno (FSRU)	Livorno (LNG terminal)	Napoli	Oristano (Higas)	Oristano (Edison)	Oristano (IVI)	Porto Marghera	Porto torres	Ravenna	Rovigo
Ancona	193.305	225.266	356.335	256.523				590.581				40.810		58.794	28.715
Bari	114.551	36.333	254.728	114.342				400.987				170.949		247.727	120.284
Genova	182.841	589.920	137.489	356.945	12.124	16.910	14.594	225.266	101.460	101.460			101.336		
Gioia Tauro	25.333	200.824	127.542	63.634	176.438	171.333	147.870	164.491	142.299			333.282		484.223	234.506
Palermo	51.493	267.545	91.304	114.342	153.466	148.680	128.319	124.854	109.755	109.755		379.080	175.543	551.605	266.730
Taranto	76.551	91.824	205.701	45.737	246.630	241.844	208.725	309.824	212.491			258.464		375.884	181.862
Trieste	217.812	283.399	387.954	300.769				648.714				24.486		57.473	17.867
Venezia	218.363	284.721	388.665	301.763				650.035				1.814		38.315	4.148
Chioggia	215.609	278.115	385.112	294.803				643.429				6.802		33.030	6.381
Civitavecchia	99.957	369.278	81.712	212.775	49.135	37.649	32.493	97.109	98.269	98.269		426.692	67.026	589.920	
Fiumicino	92.522	351.442	79.225	199.353	57.430	45.944	39.652	79.273	98.907	98.907		414.449	72.212	572.084	
Gaeta	75.174	309.824	88.107	168.033	83.273	71.468	61.681	33.030	108.479	108.479		385.882	98.145	530.466	
Golfo Aranci	127.218	497.435	55.777	287.346	65.725	64.130	55.348	132.782	45.625	45.625	39.377		30.720		
Marina di Carrara	169.348	558.211	123.989	332.586	3.191	9.891	8.536	193.557	96.993	96.993			94.953		
Messina	24.507	202.806	126.476	65.125	175.161	170.376	147.044	162.509	141.342			334.643		486.866	235.463
Milazzo	33.594	224.606	114.397	82.028	164.633	159.847	137.957	140.709	130.813			349.607	195.890	508.666	245.992
Olbia	127.218	497.435	55.777	287.346	65.725	64.130	55.348	132.782	45.625	45.625	39.377		30.720		
Piombino	150.073	511.969	109.778	298.283	25.524	20.739	17.899	147.315	87.102	87.102			82.984		
Porto Ferraio	150.899	514.611	109.778	300.272	25.524	20.739	17.899	149.297	88.059	88.059			82.186		
Portovesme	107.116	459.120	14.921	258.512	122.517	124.751	107.667	256.975	28.077	28.077	24.232		83.782		
Salerno	67.464	305.860	124.344	142.679	126.346	121.560	104.913	61.436	141.980			405.380	148.015	589.920	
Savona	191.102	610.399	129.673		23.610	26.482	22.855	245.745	86.145	86.145			106.922		
Trapani	51.493	316.430	65.370	150.633	142.618	137.832	118.957	165.812	86.464	86.464		412.635	146.419	599.829	
Vado Ligure	191.102	610.399	129.673		23.610	26.482	22.855	245.745	86.145	86.145			106.922		
Carloforte	107.116	459.120	14.921	258.512	122.517	124.751	107.667	256.975	28.077	28.077	24.232		83.782		
Gela	64.986	369.939	110.844	190.901	185.371	180.585	155.855	259.618	127.303				197.087	653.338	
La Maddalena	134.652	515.272	65.014	300.769	57.430	60.301	52.044	150.618	37.010	37.010	31.942		19.948		
Monfalcone	222.493	295.290	393.994	309.220				659.944				27.207		41.618	19.143
Palau	112.899	400.327	58.264	236.141	55.835	46.901	40.478	150.618	47.858	47.858	41.304		21.943	620.969	
Porto Levante	182.290	249.709	347.809	261.495				552.926				10.883		27.745	3.510
Siracusa	2.754	239.139	126.476	92.468	199.729	194.624	167.971	221.303	141.661			359.582		522.538	253.011
Reggio Calabria	22.580	223.284	137.489	81.034	185.371	180.266	155.580	182.988	151.232			348.700		507.345	245.354

Fonte ns. elaborazioni

## 2.5. Mappatura delle catchment areas degli attesi sistemi di offerta di storage e bunkering di GNL in modalità STS

Nel presente paragrafo, a seguito dell'individuazione dei costi logistici di approvvigionamento e distribuzione dei depositi di SSLNG (porti Hub del modello) riferiti a ogni porto satellite del modello (Spoke), si è condotto lo studio effettuato sulla pianificazione e sviluppo di una rete integrata della logistica marittima nazionale del GNL volto alla risoluzione di un problema di ottimizzazione di rete basato sul concetto della matrice dei cammini a minimo costo.

Infatti, la “catchment area” dei porti Hub, future sedi dei depositi SSLNG nazionali, risulta dai collegamenti logistici a minimo costo verso i diversi porti satellite (Spoke). Si precisa che dalle analisi effettuate sulle “catchment area” dei porti Hub, dal 2023 in poi, non sono state considerate solamente le connessioni Hub-Spoke a minor costo logistico ma anche le connessioni Hub-Spoke risultanti in un costo logistico competitivo rispetto al miglior costo logistico di mercato.

In Tabella 31, Tabella 32, Tabella 33 e Tabella 34, prendendo in considerazione l'evoluzione temporale del sistema di offerta di depositi SSLNG nazionale e i suddetti dati di costo logistico per ciascun deposito SSLNG nazionale (porti Hub), sono riportati in forma matriciale, da interpretare per colonna, i confini geografici puntuali (Hub-Spoke) delle “catchment areas” relative a ciascuno dei depositi SSLNG nazionali (i valori evidenziati in verde coincidono con l'Hub a minor costo logistico per lo Spoke di riferimento, i valori evidenziati in arancione coincidono con Hub con un costo logistico competitivo rispetto al migliore collegamento logistico possibile).

Tabella 31: “Catchment areas” dei depositi SSLNG nazionali, anni 2021 e 2022 (dati espressi in euro)

	Livorno (FSRU)	Oristano (Higas)	Ravenna		Livorno (FSRU)	Oristano (Higas)	Ravenna
Ancona			58.794	Olbia	64.130	45.625	
Bari			247.727	Piombino	20.739	87.102	
Genova	16.910	101.460		Porto Ferraio	20.739	88.059	
Gioia Tauro	171.333	142.299	484.223	Portovesme	124.751	28.077	
Palermo	148.680	109.755	551.605	Salerno	121.560	141.980	589.920
Taranto	241.844	212.491	375.884	Savona	26.482	86.145	
Trieste			57.473	Trapani	137.832	86.464	599.829
Venezia			38.315	Vado Ligure	26.482	86.145	
Chioggia			33.030	Carloforte	124.751	28.077	
Civitavecchia	37.649	98.269	589.920	Gela	180.585	127.303	653.338
Fiumicino	45.944	98.907	572.084	La Maddalena	60.301	37.010	
Gaeta	71.468	108.479	530.466	Monfalcone			41.618
Golfo Aranci	64.130	45.625		Palau	46.901	47.858	620.969
Marina di Carrara	9.891	96.993		Porto Levante			27.745
Messina	170.376	141.342	486.866	Siracusa	194.624	141.661	522.538
Milazzo	159.847	130.813	508.666	Reggio Calabria	180.266	151.232	507.345

Fonte: ns. elaborazione

Tabella 32: "Catchment areas" dei depositi SSLNG nazionali, anno 2023 (dati espressi in euro)

	Livorno (FSRU)	Oristano (Higas)	Ravenna	Oristano (Edison)	Oristano (IVI)	Porto Marghera
Ancona			58.794			40.810
Bari			247.727			170.949
Genova	16.910	101.460		101.460		
Gioia Tauro	171.333	142.299	484.223			333.282
Palermo	148.680	109.755	551.605	109.755		379.080
Taranto	241.844	212.491	375.884			258.464
Trieste			57.473			24.486
Venezia			38.315			1.814
Chioggia			33.030			6.802
Civitavecchia	37.649	98.269	589.920	98.269		426.692
Fiumicino	45.944	98.907	572.084	98.907		414.449
Gaeta	71.468	108.479	530.466	108.479		385.882
Golfo Aranci	64.130	45.625		45.625	39.377	
Marina di Carrara	9.891	96.993		96.993		
Messina	170.376	141.342	486.866			334.643
Milazzo	159.847	130.813	508.666			349.607
Olbia	64.130	45.625		45.625	39.377	
Piombino	20.739	87.102		87.102		
Porto Ferrario	20.739	88.059		88.059		
Portovesme	124.751	28.077		28.077	24.232	
Salerno	121.560	141.980	589.920			405.380
Savona	26.482	86.145		86.145		
Trapani	137.832	86.464	599.829	86.464		412.635
Vado Ligure	26.482	86.145		86.145		
Carloforte	124.751	28.077		28.077	24.232	
Gela	180.585	127.303	653.338			
La Maddalena	60.301	37.010		37.010	31.942	
Monfalcone			41.618			27.207
Palau	46.901	47.858	620.969	47.858	41.304	
Porto Levante			27.745			10.883
Siracusa	194.624	141.661	522.538			359.582
Reggio Calabria	180.266	151.232	507.345			348.700

Fonte: ns. elaborazione

Tabella 33: "Catchment areas" dei depositi SSLNG nazionali, anno 2024 (dati espressi in euro)

	Livorno (FSRU)	Oristano (Higas)	Ravenna	Oristano (Edison)	Oristano (IVI)	Porto Marghera	Cagliari	Crotone	La Spezia	Napoli	Brindisi
Ancona			58.794			40.810	356.335	256.523		590.581	225.266
Bari			247.727			170.949	254.728	114.342		400.987	36.333
Genova	16.910	101.460		101.460			137.489	356.945	12.124	225.266	589.920
Gioia Tauro	171.333	142.299	484.223			333.282	127.542	63.634	176.438	164.491	200.824
Palermo	148.680	109.755	551.605	109.755		379.080	91.304	114.342	153.466	124.854	267.545
Taranto	241.844	212.491	375.884			258.464	205.701	45.737	246.630	309.824	91.824
Trieste			57.473			24.486	387.954	300.769		648.714	283.399
Venezia			38.315			1.814	388.665	301.763		650.035	284.721
Chioggia			33.030			6.802	385.112	294.803		643.429	278.115
Civitavecchia	37.649	98.269	589.920	98.269		426.692	81.712	212.775	49.135	97.109	369.278
Fiumicino	45.944	98.907	572.084	98.907		414.449	79.225	199.353	57.430	79.273	351.442
Gaeta	71.468	108.479	530.466	108.479		385.882	88.107	168.033	83.273	33.030	309.824
Golfo Aranci	64.130	45.625		45.625	39.377		55.777	287.346	65.725	132.782	497.435
Marina di Carrara	9.891	96.993		96.993			123.989	332.586	3.191	193.557	558.211
Messina	170.376	141.342	486.866			334.643	126.476	65.125	175.161	162.509	202.806
Milazzo	159.847	130.813	508.666			349.607	114.397	82.028	164.633	140.709	224.606
Olbia	64.130	45.625		45.625	39.377		55.777	287.346	65.725	132.782	497.435
Piombino	20.739	87.102		87.102			109.778	298.283	25.524	147.315	511.969
Porto Ferraio	20.739	88.059		88.059			109.778	300.272	25.524	149.297	514.611
Portovesme	124.751	28.077		28.077	24.232		14.921	258.512	122.517	256.975	459.120
Salerno	121.560	141.980	589.920			405.380	124.344	142.679	126.346	61.436	305.860
Savona	26.482	86.145		86.145			129.673		23.610	245.745	610.399
Trapani	137.832	86.464	599.829	86.464		412.635	65.370	150.633	142.618	165.812	316.430
Vado Ligure	26.482	86.145		86.145			129.673		23.610	245.745	610.399
Carloforte	124.751	28.077		28.077	24.232		14.921	258.512	122.517	256.975	459.120
Gela	180.585	127.303	653.338				110.844	190.901	185.371	259.618	369.939
La Maddalena	60.301	37.010		37.010	31.942		65.014	300.769	57.430	150.618	515.272
Monfalcone			41.618			27.207	393.994	309.220		659.944	295.290
Palau	46.901	47.858	620.969	47.858	41.304		58.264	236.141	55.835	150.618	400.327
Porto Levante			27.745			10.883	347.809	261.495		552.926	249.709
Siracusa	194.624	141.661	522.538			359.582	126.476	92.468	199.729	221.303	239.139
Reggio Calabria	180.266	151.232	507.345			348.700	137.489	81.034	185.371	182.988	223.284

Fonte: ns. elaborazione

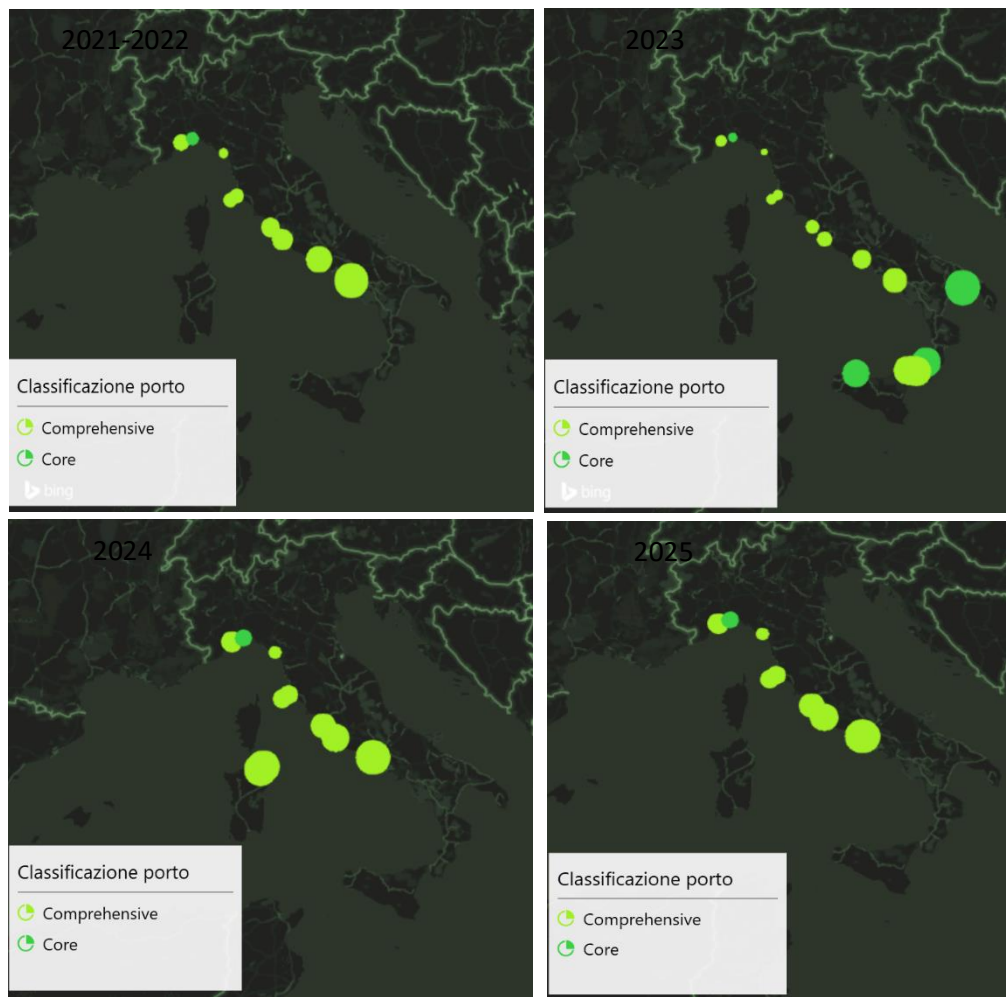
Tabella 34: “Catchment areas” dei depositi SSLNG nazionali, anno 2025 (dati espressi in euro)

	Livorno (FSRU)	Oristano (Higas)	Ravenna	Oristano (Edison)	Oristano (IVI)	Porto Marghera	Cagliari	Crotone	La Spezia	Napoli	Brindisi	Augusta	Porto Torres	Rovigo
Ancona			58.794			40.810	356.335	256.523		590.581	225.266	193.305		28.715
Bari			247.727			170.949	254.728	114.342		400.987	36.333	114.551		120.284
Genova	16.910	101.460		101.460			137.489	356.945	12.124	225.266	589.920	182.841	101.336	
Gioia Tauro	171.333	142.299	484.223			333.282	127.542	63.634	176.438	164.491	200.824	25.333		234.506
Palermo	148.680	109.755	551.605	109.755		379.080	91.304	114.342	153.466	124.854	267.545	51.493	175.543	266.730
Taranto	241.844	212.491	375.884			258.464	205.701	45.737	246.630	309.824	91.824	76.551		181.862
Trieste			57.473			24.486	387.954	300.769		648.714	283.399	217.812		17.867
Venezia			38.315			1.814	388.665	301.763		650.035	284.721	218.363		4.148
Chioggia			33.030			6.802	385.112	294.803		643.429	278.115	215.609		6.381
Civitavecchia	37.649	98.269	589.920	98.269		426.692	81.712	212.775	49.135	97.109	369.278	99.957	67.026	
Fiumicino	45.944	98.907	572.084	98.907		414.449	79.225	199.353	57.430	79.273	351.442	92.522	72.212	
Gaeta	71.468	108.479	530.466	108.479		385.882	88.107	168.033	83.273	33.030	309.824	75.174	98.145	
Golfo Aranci Marina di Carrara	64.130	45.625		45.625	39.377		55.777	287.346	65.725	132.782	497.435	127.218	30.720	
	9.891	96.993		96.993			123.989	332.586	3.191	193.557	558.211	169.348	94.953	
Messina	170.376	141.342	486.866			334.643	126.476	65.125	175.161	162.509	202.806	24.507		235.463
Milazzo	159.847	130.813	508.666			349.607	114.397	82.028	164.633	140.709	224.606	33.594	195.890	245.992
Olbia	64.130	45.625		45.625	39.377		55.777	287.346	65.725	132.782	497.435	127.218	30.720	
Piombino	20.739	87.102		87.102			109.778	298.283	25.524	147.315	511.969	150.073	82.984	
Porto Ferraio	20.739	88.059		88.059			109.778	300.272	25.524	149.297	514.611	150.899	82.186	
Portovesme	124.751	28.077		28.077	24.232		14.921	258.512	122.517	256.975	459.120	107.116	83.782	
Salerno	121.560	141.980	589.920			405.380	124.344	142.679	126.346	61.436	305.860	67.464	148.015	
Savona	26.482	86.145		86.145			129.673		23.610	245.745	610.399	191.102	106.922	
Trapani	137.832	86.464	599.829	86.464		412.635	65.370	150.633	142.618	165.812	316.430	51.493	146.419	
Vado Ligure	26.482	86.145		86.145			129.673		23.610	245.745	610.399	191.102	106.922	
Carloforte	124.751	28.077		28.077	24.232		14.921	258.512	122.517	256.975	459.120	107.116	83.782	
Gela	180.585	127.303	653.338				110.844	190.901	185.371	259.618	369.939	64.986	197.087	
La Maddalena	60.301	37.010		37.010	31.942		65.014	300.769	57.430	150.618	515.272	134.652	19.948	
Monfalcone			41.618				27.207	393.994	309.220	659.944	295.290	222.493		19.143
Palau Porto Levante	46.901	47.858	620.969	47.858	41.304		58.264	236.141	55.835	150.618	400.327	112.899	21.943	
			27.745				10.883	347.809	261.495	552.926	249.709	182.290		3.510
Siracusa Reggio Calabria	194.624	141.661	522.538			359.582	126.476	92.468	199.729	221.303	239.139	2.754		253.011
	180.266	151.232	507.345			348.700	137.489	81.034	185.371	182.988	223.284	22.580		245.354

Fonte: ns. elaborazione

A titolo di esempio di delimitazione ed evoluzione delle “catchment area” dei depositi SSLNG nazionali, si riporta nella seguente figura, Figura 11, l’attesa evoluzione prospettica della catchment area del deposito SSLNG “FSRU OLT Toscana”. Si precisa che, nella presente figura, le bolle che individuano gli Spoke compresi nella catchment area del deposito “FSRU OLT Toscana” rappresentano il costo logistico del deposito SSLNG in oggetto riferito ai diversi collegamenti di tipo spoke.

Figura 11: “Catchment areas” dei depositi SSLNG nazionali, anno 2025



Fonte: ns. elaborazione

## 2.6. Ricognizione e aggiornamento degli investimenti infrastrutturali connessi alla rete di distribuzione del GNL/GNC a livello terrestre

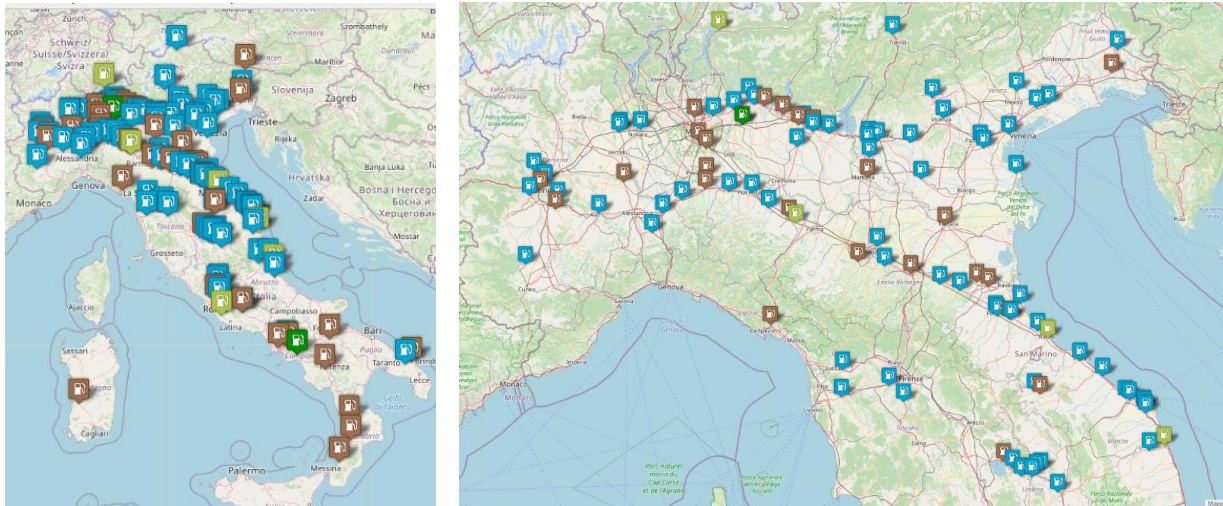
L'uso del GNL per applicazioni terrestri sconta l'ovvia concorrenza del metano gassoso, più facilmente reperibile, distribuibile e gestibile. Poiché il potenziale vantaggio del GNL è dato dalla sua densità, i potenziali utilizzi extra-navali sono legati a quelle situazioni in cui il volume dello stoccaggio diventa un fattore limitante, o ad utenze non raggiunte dalla rete nazionale. La prima condizione si realizza essenzialmente nel trasporto stradale pesante: l'autonomia di un TIR a GNL può raggiungere i 1100-1600 km, con serbatoi entro il metro cubo, ovvero circa il doppio o triplo rispetto ad un analogo mezzo alimentato a CNG.

Pertanto, lo sviluppo di una infrastruttura per la distribuzione stradale entra negli obiettivi strategici nazionali ed europei e ha visto un rapido sviluppo negli ultimissimi anni, anche molto più rapido che nel settore navale, data l'ovvia differenza in termini di costo di investimento. Tra il 2017 ed il 2018 le vendite di mezzi pesanti a GNL sono più che raddoppiate, da 307 a 699, ovvero fino ad un 3% su un totale di circa 2000 veicoli pesanti. Al 2020 (ConferenzaGNL, 2021) si stima un parco mezzi LNG-propelled circolante sulle strade nazionali pari a 2500 veicoli, di cui 500 esteri.



Dalla distribuzione geografica dei punti di rifornimento correnti, che hanno superato le 100 unità, riportata in Figura 12, si nota una concentrazione su percorsi preferenziali, legati agli assi principale TEN-T e concentrati in particolare nell'area centro settentrionale.

Figura 12: Localizzazione distributori stradali GNL



Fonte: Federmetano 2021

È però evidente che le taglie interessate negli impianti stradali siano di un ordine di grandezza inferiore a quelle relative alle applicazioni navali. Gli stoccaggi più comuni per stazioni di rifornimento sono compresi tra i 5 ed i 130m<sup>3</sup> (LNG Blue Corridor, 2016). In Italia restano normalmente entro le 50t (Figura 13), per restare entro le linee guida di sicurezza relative alla piccola taglia (VV.FF., 2015).

A fronte di serbatoi nei veicoli target tra 0.5 ed 1 m<sup>3</sup> (IVECO, 2018) gli stoccaggi usuali consentono di alimentare un traffico dell'ordine delle decine o circa un centinaio di rifornimenti completi. Poiché la singola cisterna può trasportare circa 50 m<sup>3</sup> (EMSA, 2018), il rapporto tra tocche di mezzi per approvvigionamento e di mezzi clienti è dell'ordine del 102.

Figura 13: Serbatoio GNL Voghera e Tortona



Fonte: ns. elaborazione

In mancanza di informazioni di dettaglio sulle singole strutture, si può stimare il carico medio per ciascuno dei circa 100 punti di distribuzione correnti a partire dai dati nazionali. Assumendo un consumo diretto intorno alle 80 kt annue (SSLNG Watch, 2021), o 200.000 m<sup>3</sup>, si nota come la maggior parte dei depositi nazionali previsti sarebbe sufficiente, da solo, a coprire l'intera richiesta nazionale corrente.

Suddividendo per singolo punto di rifornimento si ha una media di richiesta per punto di distribuzione di 800 tonnellate, pari a circa 2.000 m<sup>3</sup>, corrispondenti ad una quarantina di autocisterne/anno. Pertanto, la domanda si articola su un numero di punti di distribuzione molto elevato e di taglia minima, soggetta a continua evoluzione. L'alimentazione dell'utenza stradale appare quindi più un'opportunità accessoria piuttosto che un

fattore fondamentale ai fini della ottimizzazione della rete hub and spoke prefigurata nei paragrafi precedenti. La distribuzione geografica delle utenze, peraltro, suggerisce come solo per i depositi dell'alto Tirreno e, soprattutto, alto Adriatico la richiesta stradale possa avere un peso significativo.

Di conseguenza, un'analisi con lo stesso dettaglio di quella effettuata per le applicazioni navali a partire dalle singole locazioni non appare né necessaria (dato il ridotto impatto della componente stradale) né completamente significativa (dato il veloce sviluppo della rete di distributori). Si possono però fare alcune valutazioni preliminari di interesse.

A titolo di esempio, ci si focalizza sull'area ligure. Per avere valutazioni di maggior dettaglio, è possibile considerare la casistica connessa alla realizzazione di sistemi di per il carico di cisterne che risulta in via di implementazione a La Spezia Panigaglia. Al momento attuale risultano una ventina di punti di distribuzione più prossimi alla localizzazione in esame piuttosto che ai depositi/terminali adriatici (Figura 11). In particolare, abbiamo una distanza media di 187 km da La Spezia, per una potenziale domanda annuale complessiva attuale stimabile, secondo le approssimazioni di cui sopra, fino a 40.000 m<sup>3</sup>. Accettando le previsioni di sviluppo in (SSLNG Watch, 2021) la domanda sarebbe destinata almeno a raddoppiare entro il 2023.

Si sottolinea come, tuttavia, la richiesta effettiva non possa essere valutata con precisione se non valutando anche i contratti in essere e le scelte logistiche degli attuali fornitori.

### 3. Verifica della capacità attuale e prospettica del sistema infrastrutturale nazionale di far fronte al livello atteso della domanda

#### 3.1. Stima della domanda marittima di GNL nei porti italiani nell'orizzonte temporale 2021-2030: Aspetti introduttivi e profili metodologici.

Nel presente capitolo vengono esaminati i profili metodologici e i risultati connessi alle analisi di stima e forecast in merito alla domanda marittima di servizi di bunkering di GNL a livello nazionale dal 2021 al 2030.

Più precisamente, al fine di stimare l'attuale stato della domanda marittima di servizi di rifornimento di GNL nei porti italiani e definire degli scenari futuri che potrebbero caratterizzare questo tipo di combustibile in relazione alla propulsione marittima, è stato necessario definire un approccio metodologico per la quantificazione dello stato attuale e prospettico della domanda di servizi di bunkering proveniente dalla flotta di LNG-propelled ships nell'ambito dei porti del Paese.

Detta stima è funzionale a meglio comprendere il sussistere o meno di un equilibrio attuale e prospettico tra domanda e offerta, anche in ragione delle evoluzioni attese in relazione ad entrambi gli aggregati. Questo tipo di analisi risulta fondamentale per garantire che la rete infrastrutturale pianificata per la logistica integrata del GNL si componga di nodi per lo stoccaggio e il rifornimento di GNL in ambito marittimo-portuale sufficienti rispetto alle esigenze qualitative e quantitative di servizi di bunkering di GNL nei porti nazionali da parte della flotta nazionale ed estera.

A questo scopo, in modo coerente rispetto alle principali metodologie per la stima della domanda di GNL in ambito marittimo-portuale sviluppate all'interno dei progetti TDI RETE-GNL e SIGNAL, anche nell'ambito di questo report si è preferito addivenire ad una quantificazione delle grandezze in oggetto mediante metodologie analitiche, impiegando modalità di calcolo di tipo sintetico solo al fine di validare le analisi di dettaglio condotte.

Più in particolare, il metodo adottato si pone l'obiettivo di stimare analiticamente i quantitativi di GNL richiesti da navi LNG-propelled operanti su rotte che coinvolgono porti italiani e prevede un'articolazione in 6 fasi:

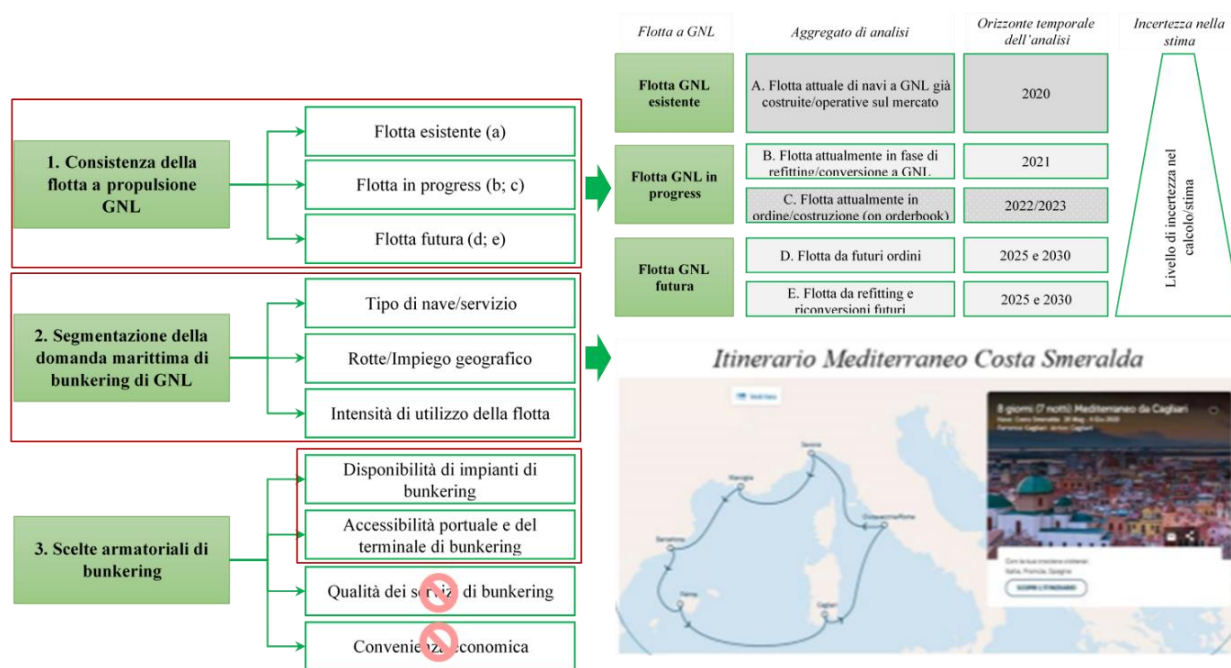
1. I FASE. Identificazione dei principali segmenti di domanda di bunkering di GNL per navi LNG-propelled a livello mondiale (domanda marittima di GNL mondiale).
2. II FASE. Identificazione dei principali segmenti di domanda di bunkering di GNL per navi LNG-propelled a livello mediterraneo (domanda marittima di GNL area mediterraneo).
3. III FASE. Quantificazione della domanda marittima di bunkering di GNL rivolta all'area mediterranea (area MED).
4. IV FASE. Identificazione e quantificazione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL nei porti italiani derivante dai principali segmenti (tipologie di LNG-propelled ships).
5. V FASE. Imputazione della domanda marittima di GNL complessiva ai diversi nodi portuali nazionali di riferimento.
6. VI FASE. Definizione di opportune "analisi di scenario".

Nella Figura 14 viene esplicitata graficamente la procedura, mutuata dal progetto TDI RETE-GNL, che è stata impiegata per mappare e successivamente quantificare la domanda marittima di servizi di bunkering. La procedura impiegata consente di stimare in modo piuttosto analitico i servizi di bunkering di GNL richiesti dalla flotta LNG-propelled a livello "worldwide/Med" nei confronti dei porti nazionali considerando congiuntamente lo stato della flotta esistente, di quella in orderbook e di quella presumibile futura. Le stime in

oggetto, ovviamente, non possono prescindere dallo studio dei diversi segmenti della domanda marittima di GNL.

Questo tipo di analisi di mercato, volta alla segmentazione del settore utilizzatore, deve avvenire considerando specifiche caratteristiche quali il tipo di nave/servizio, le rotte o l'impiego a livello geografico e l'intensità di impiego/utilizzo della flotta<sup>15</sup>.

Figura 14. Procedura di mappatura della domanda marittima di servizi di bunkering richiesti dalla flotta navale alimentata a GNL.



Fonte: libero adattamento da TDI RETE-GNL (2020).

La metodologia di stima analitica della domanda marittima-portuale (attuale e prospettica) di GNL, impiegata per la quantificazione della domanda relativa a diversi aggregati geografici di riferimento, è stata applicata ad un periodo temporale che si estende fino al 2027, anno in cui si ha l'evidenza dell'ultimo ordinativo già emesso nei confronti di shipyard internazionali.

Invece, le stime di domanda prospettica relative agli anni seguenti (dal 2028 al 2030) hanno inevitabilmente richiesto l'applicazione di un metodo sintetico semplificato che poggia sull'applicazione di tassi di crescita di tipo "Compounded Average Growth Rate" (CAGR), costruiti a partire dall'analisi dei tassi storici di crescita della flotta europea alimentata a GNL (ultimi 10 anni disponibili), dalla valutazione dei consumi marittimi di GNL relativi all'ultimo anno disponibile e in ragione della definizione di alcune ipotesi di scenario (scenario base, scenario low-growth e scenario high-growth).

<sup>15</sup> Ulteriori elementi rilevanti ai fini della mappatura della domanda marittimo-portuale sono rappresentati, come riportato nello schema, dalle scelte armatoriali di bunkering, le quali dipendono a loro volta da una molteplicità di variabili come la disponibilità di impianti di bunkering, i livelli di accessibilità nautica dei terminal per l'erogazione di servizi di bunkering, la qualità dei servizi di bunkering medesimi e la convenienza economica (per semplificazione i presenti due ultimi elementi non sono stati inclusi all'interno delle indagini condotte).

L'applicazione della componente analitica della presente metodologia di stima ha richiesto l'acquisizione di una pluralità di dati e informazioni di dettaglio in merito alle singole LNG-propelled ships capaci di generare domanda di servizi di bunkering di GNL, quali le rotte prevalenti di impiego della nave, i porti nazionali toccati, i volumi di GNL richiesti in media da ciascuna categoria navale per singola operazione di bunkering, ecc.

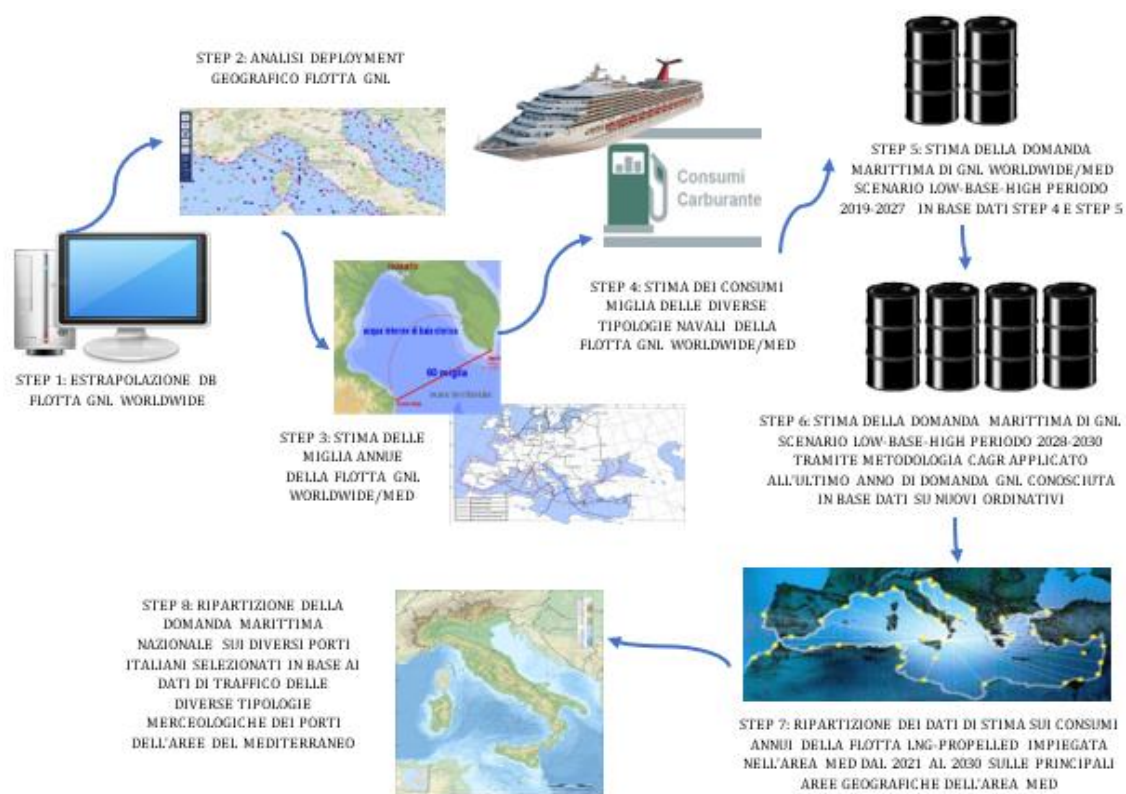
L'espletamento delle sei fasi fondamentali del processo analitico di stima della domanda marittimo-portuale di servizi di bunkering di GNL nei porti nazionali ha richiesto la realizzazione delle seguenti attività di ricerca (step):

1. Estrapolazione, a partire dal software IHS Markit ("Seaweb"), dei dati e delle informazioni tecnico-operative delle navi rientranti nella flotta LNG-propelled che operano a livello mondiale (fino all'anno 2027) e contestuale creazione di apposito dataset funzionale alle fasi di analisi e di stima successive.
2. Mappatura geografica del deployment delle navi LNG-propelled, considerando l'effettivo itinerario realizzato dalle navi già operative e considerando invece il deployment futuro dichiarato nel caso di navi in orderbook, al fine di costruire un ulteriore dataset contenente le informazioni relative alle navi LNG-propelled dell'area MED.
3. Stima dell'impiego delle navi LNG-propelled nell'area MED in termini di miglia annue percorse su rotte di linea e su rotte tramp.
4. Analisi dei "consumi miglia" attinenti a ciascuna tipologia navale (o "segmento di mercato") facente parte del dataset dedicato alla Flotta a GNL dell'area MED, tramite la metodologia quantitativa dei consumi miglia e la stima delle miglia annue navigate da parte degli asset navali operativi/in ordine.
5. Stima analitica dei consumi annui della flotta LNG-propelled impiegata nell'area MED dal 2021 al 2027.
6. Stima sintetica dei consumi annui della flotta LNG-propelled impiegata nell'area MED dal 2028 al 2030, attraverso l'applicazione di specifici CAGR, stimati in relazione ai segmenti principali di mercato in ragione in diversi scenari.
7. Ripartizione dei dati di stima in merito ai consumi annui dei diversi segmenti della flotta LNG-propelled nell'area MED sulle principali nazioni facenti parti dell'area presa in esame sulla base dei dati di traffico nazionali, divisi per tipologia merceologica. Attraverso tale ripartizione è stato possibile quantificare la consistenza della domanda prevista rivolta a livello nazionale.
8. Ripartizione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL richiesti a livello nazionale, sui diversi porti italiani assunti come "Hub del GNL" secondo la tassonomia sviluppata nel capitolo 2 in base ai dati di traffico delle diverse tipologie merceologiche.

In Figura 15 vengono rappresentati graficamente i singoli step (o attività di ricerca) seguiti nel corso del processo di stima della domanda marittima di GNL a livello nazionale.



Figura 15. Rappresentazione grafica delle attività di ricerca (steps) oggetto del processo metodologico di stima della domanda marittima di GNL nell'area nazionale.



Fonte: Ns. elaborazione.

### 3.1.1. Dataset relativo alla flotta LNG-propelled mondiale

Le attività di ricerca che caratterizzano le sei fasi fondamentali della metodologia sviluppata per la stima della domanda marittima di GNL rivolta ai porti nazionali, si sono rese possibili a seguito dell'analisi dei dati tecnici/operativi/geografici a livello mondiale della flotta navale LNG-propelled raccolti nel database "DB flotta GNL worldwide", oggetto della prima attività di ricerca (step 1). A partire da tale DB è stato possibile ricavare, attraverso l'estrapolazione dei dati concernenti il "deployment" delle singole unità navali, la consistenza della flotta LNG-propelled nell'area mediterranea e della domanda di servizi di bunkering concentrata in tale area nelle tre differenti ipotesi di scenario (scenario base, scenario low-growth e scenario high-growth).

L'obiettivo del presente paragrafo consiste nell'identificare la logica di costruzione e funzionamento del "DB flotta GNL worldwide" attraverso l'esame delle variabili raccolte al fine di permettere una più semplice comprensione dei risultati.

Il Database in oggetto, che raggruppa 408 unità navali LNG-propelled operanti nel contesto mondiale (operative e in ordine), include 54 variabili, delle quali 33 sono di natura tecnica, 18 di natura operativo/gestionale e 3 connesse e dipendenti dalle variabili di natura operativo/gestionale.

Di seguito vengono riportate le 34 variabili di natura tecnica.

1. **IMO CODE**: numero IMO (International Maritime Organization). Il numero IMO è una sequenza di sette numeri assegnata a ogni nave dotata di apparato propulsivo proprio e stazza (GT) maggiore a 100

tonnellate al momento della costruzione. L'IMO Code è assegnato all'unità navale al momento della posa della chiglia da parte dell'IHS Fairplay, ex-Lloyd's Register – Fairplay.

2. **NAME OF SHIPS**: nome della nave.
3. **SHIP TYPE**: tipo di nave relativamente al suo utilizzo commerciale (e.g. dry bulk, tanker, chemical/product, containership etc.).
4. **SHIP TYPE GROUP**: tipo di nave relativamente al suo utilizzo commerciale e alle dimensioni espresse, in ragione delle differenti tipologie navali, in DWT, GT, TEU, lane meters, cubic meters ecc.
5. **SHIP TYPE CODE**: accorpamento delle 32 tipologie navali in 7 macro-gruppi, realizzato dal gruppo di lavoro. Tale variabile indica la categorizzazione dello “ship type” di tutte le unità navali presenti nel dataset in esame, al fine di accorparle in 32 tipologie navali e in 7 macro-gruppi. Ciò viene rappresentato in Figura 16.

*Figura 16. Ship type code: categorie navali*

<i>Ship type</i>	<i>Ship type code</i>
Container Ship (Fully Cellular)	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
Container Ship (Fully Cellular), Inland Waterways	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
Container Ship (Fully Cellular/Ro-Ro Facility)	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
General Cargo Ship	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
General Cargo/Passenger Ship	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
Ro-Ro Cargo Ship	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
Vehicles Carrier	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo
Bulk Carrier	Dry bulk
Cement Carrier	Dry bulk
Passenger/Cruise	Passenger/Cruise
Passenger Ship	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)
Offshore Support Vessel	PSV/FPSO/OFFSHORE
Patrol Vessel	PSV/FPSO/OFFSHORE
Platform Supply Ship	PSV/FPSO/OFFSHORE
Cable Layer	Tug and auxiliary services
Pollution Control Vessel	Tug and auxiliary services
Water Injection Dredger	Tug and auxiliary services
Icebreaker	Tug and auxiliary services
Research Survey Vessel	Tug and auxiliary services
Trailing Suction Hopper Dredger	Tug and auxiliary services
Tug	Tug and auxiliary services
Well Stimulation Vessel	Tug and auxiliary services
Asphalt/Bitumen Tanker	Other Tanker
Chemical Tanker, Inland Waterways	Other Tanker
Chemical/Products Tanker	Other Tanker
Chemical Tanker	Other Tanker
Crude Oil Tanker	Other Tanker
Products Tanker	Other Tanker
Shuttle Tanker	Other Tanker
Crude/Oil Products Tanker	Other Tanker

*Fonte: Ns. elaborazione.*

6. **BUILT**: data di costruzione della nave. Tale variabile viene rappresentata con formato “data” (data di consegna della nave di nuova costruzione).



7. YEAR OF BUILDING: anno di costruzione della nave. Tale variabile, finalizzata ad effettuare alcune analisi puntuali, è costruita a partire dalla precedente “data di costruzione della nave”, infatti indica il solo anno di costruzione.
8. SHIPBUILDER: cantiere di costruzione della nave.
9. COUNTRY OF BUILD: paese di costruzione della nave. Tale variabile permette solitamente di identificare anche il grado di specializzazione della nave, in ragione del fatto che tipologie di navi più standardizzate (e quindi caratterizzate da un livello tecnologico più contenuto), come le unità tanker, dry bulk e containership, sono costruite per il 90% nei cantieri di paesi asiatici come Cina, Sud Korea, Giappone. Al contrario, per le navi high-tech, quali le Ro-RO, Ro-Pax, Cruises, Chemical/Product tanker, la costruzione è di solito concentrata nei paesi europei come Italia, Finlandia, Germania, Olanda e paesi del Nord America.
10. FLAG: bandiera battuta dalla nave. Tale variabile rappresenta la nazione in cui la nave è stata registrata e, quindi, l’ordinamento giuridico sotto cui essa ricade.
11. DEADWEIGHT (DWT). Tale variabile viene di solito impiegata per classificare in dettaglio (ship type group) le navi porta rinfuse liquide e solide, le navi chemical/products, le navi ausiliarie e tug.
12. GROSS TONNAGE (GT): stazza della nave. Tale variabile rappresenta la somma dei volumi degli spazi interni, ermeticamente chiusi all'acqua, di una nave o di un natante o di un galleggiante di qualunque tipo. La stazza comprende tutti i volumi interni della nave, compresi gli spazi della sala macchine, dei serbatoi di combustibile, le zone riservate all'equipaggio, ecc., che si misura partendo dalla superficie esterna delle paratie<sup>16</sup>. Tale variabile, pur essendo un indice di "grandezza" e di "capacità" commerciale della nave, non esprime un volume ma rappresenta una misura convenzionale. Questa misura, come quella dei “lane meters”, viene di solito impiegata per classificare in dettaglio (ship type group) le navi passeggeri, Ro-Ro e Cruise.
13. LENGHT: lunghezza massima dello scafo di una imbarcazione espressa in metri. Tale variabile viene misurata tra le perpendicolari condotte dai punti più sporgenti di prua e di poppa.
14. DRAUGHT: massimo pescaggio della nave espresso in metri. Tale variabile viene misurata partendo dal punto più basso dello scafo fino alla linea di galleggiamento (summer load line).
15. BREADTH: larghezza nel punto più largo misurata alla linea di galleggiamento nominale della nave. Tale variabile viene misurata partendo dall'intersezione del piano di galleggiamento di una nave con la superficie esterna dello scafo.
16. FUEL TYPE 1: tipo di carburante utilizzato dal motore principale (LNG o HFO/IFO).
17. FUEL TYPE 2: tipo di carburante utilizzato dal motore ausiliario (MDO o MGO).
18. FUEL/GAS CAPACITY 1: capacità del serbatoio adibito al carburante principale (LNG o HFO/IFO) espresso in metri cubi.
19. FUEL/GAS CAPACITY 2: capacità del serbatoio adibito al carburante secondario, espresso in metri cubi. Tale carburante viene impiegato in navigazione e, soprattutto, per operare i sistemi meccanici ausiliari della nave (MDO, MGO).
20. ENGINE DESIGN: costruttore del motore principale.
21. ENGINE TYPE: tipo di motore (gas, oil, turbine, ecc.).

---

<sup>16</sup> L’unità di misura della stazza navale, fino all'entrata in vigore della normativa internazionale dell'International Maritime Organization, era la tonnellata di stazza, un'unità di volume corrispondente a 100 piedi cubi (2,832 metri cubi). Oggi, pur continuando a parlare di stazza lorda e stazza netta, a seguito dell'entrata in vigore della "Convenzione Internazionale sulla Stazzatura delle Navi" (conclusa a Londra il 23 giugno 1969), questa non rappresenta più il volume interno di una nave espresso in tonnellate di stazza, ma solamente il risultato dei calcoli di una complessa formula che dà luogo a un numero.

22. STATUS: stato operativo della nave. Tale variabile identifica se la nave sta operando (in service/commission), se non sta operando (laid up), se è in ordine ai cantieri (on order), se la costruzione è in fase di trattativa (projected), se la costruzione è già iniziata (keel laid, under construction) oppure se sta per entrare sul mercato, ovvero è in fase di “trial” presso il cantiere di dry dock (launched).
23. SERVICE SPEED: velocità media di crociera espressa in nodi, ovvero miglio nautico / ora (1,852 km/h).
24. FUEL CONSUMPTION MAIN ENGINE: consumo giornaliero di carburante del motore principale.
25. FUEL CONSUMPTION TOTAL: consumo giornaliero di carburante dei motori principale e ausiliario.
26. TEU: twenty-foot equivalent unit. Tale variabile indica l’unità di misura di dimensione delle navi porta container.
27. RETROFIT: operazioni di refitting navale. Tale variabile assume valore N (no) o Y (yes) a seconda che sull’unità navale in oggetto siano state effettuate operazioni di refitting navale.
28. GROUP OWNER: gruppo armatoriale. Tale variabile indica la compagnia dell’armatore persona fisica (registered owner), ovvero del soggetto che, a prescindere dal fatto che operi o meno la flotta in qualità di armatore o manager, ne riceve comunque i benefici connessi alla proprietà della stessa.
29. GROUP OWNER DOMICILE: paese in cui il gruppo armatoriale ha la sede operativa e dal quale controlla le operazioni commerciali della nave.
30. REGISTERED OWNER: nome della società armatoriale/armatore, ovvero del soggetto che possiede la proprietà della nave. Tale nominativo compare sui documenti legali di iscrizione della nave.
31. REGISTERED OWNER DOMICILE: paese in cui la compagnia armatoriale/armatore ha la sede operativa e dal quale controlla le operazioni commerciali della nave.
32. OPERATOR: nome dell’operatore della nave, cioè il soggetto che opera commercialmente la nave.
33. OPERATOR DOMICILE: paese in cui l’operatore ha la sede operativa e dal quale controlla le operazioni commerciali della nave.

Di seguito vengono introdotte e descritte le 18 variabili di natura operativa/gestionale incluse nel dataset.

1. SHIP TYPE CODE 2: accorpamento delle 32 tipologie navali in 27 macro-gruppi, realizzato dal gruppo di lavoro. Tale variabile indica la categorizzazione dello “ship type” di tutte le unità navali presenti nel dataset relativo alla flotta di navi a propulsione GNL a livello mondiale, al fine di ricondurre a 32 tipologie navali e in 27 macro-gruppi, i quali sono stati impiegati per imputare correttamente il consumo per miglio (desunto dall’analisi dei dati forniti da LLOYD, ed in seguito elaborati) a tutte le tipologie navali LNG-propelled. Tale variabile risulta essere più significativa da un punto di vista di comprensione e funzionamento del DB che non da un punto di vista informativo. Nella Figura 17 viene riportata la riclassificazione dello “ship type” in “ship type code 2”.

Figura 17. Categorizzazione dello ship type code 2

Ship type	Ship type code	Ship type code 2
Container Ship (Fully Cellular)	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Gen cargo vessels Container
Container Ship (Fully Cellular), Inland Waterways	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Gen cargo vessels Container
Container Ship (Fully Cellular/Ro-Ro Facility)	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Gen cargo vessels Container
General Cargo Ship	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Gen cargo vessels
General Cargo/Passenger Ship	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Gen cargo vessels
Ro-Ro Cargo Ship	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Ro-Ro
Vehicles Carrier	Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo	Ro-Ro/Ro-Pax PCC/PC TC
Bulk Carrier	Dry bulk	Bulk carrier Dry
Cement Carrier	Dry bulk	Bulk carrier Cement
Passenger/Cruise	Passenger/Cruise	Cruise
Passenger Ship	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)	Ro-Ro/Ro-Pax
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)	Ro-Ro/Ro-Pax
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)	Ro-Ro/Ro-Pax
Offshore Support Vessel	PSV/FPSO/OFFSHORE	Construction vessels Offshore
Patrol Vessel	PSV/FPSO/OFFSHORE	Misc Non Cargo Patrol
Platform Supply Ship	PSV/FPSO/OFFSHORE	Misc Non Cargo Platform
Cable Layer	Tug and auxiliary services	Construction vessels Cable
Pollution Control Vessel	Tug and auxiliary services	Survey Vessels Pollution
Water Injection Dredger	Tug and auxiliary services	Dredgers Water
Icebreaker	Tug and auxiliary services	Survey Vessels Ice
Research Survey Vessel	Tug and auxiliary services	Survey Vessels Research
Trailing Suction Hopper Dredger	Tug and auxiliary services	Dredgers Trailing
Tug	Tug and auxiliary services	Tug
Well Stimulation Vessel	Tug and auxiliary services	Dredgers Stimulation
Asphalt/Bitumen Tanker	Other Tanker	Bulk carrier Asphalt
Chemical Tanker, Inland Waterways	Other Tanker	Chem Tankers Inl
Chemical/Products Tanker	Other Tanker	Chem/Product Tankers
Chemical Tanker	Other Tanker	Chem Tankers
Crude Oil Tanker	Other Tanker	Bulk carrier Oil
Products Tanker	Other Tanker	Product tanker
Shuttle Tanker	Other Tanker	Bulk carrier Shuttle
Crude/Oil Products Tanker	Other Tanker	Product/oil tanker

Fonte: Ns. elaborazione

2. **SHIP TYPE CODE 3**: accorpamento dei 27 macro-gruppi (ship type code 2) sulla base di classi dimensionali, realizzato dal gruppo di lavoro. Come per la variabile ship type code 2, la variabile ship type code 3 è stata inserita per un utilizzo prettamente operativo, in quanto permette di distinguere le categorie navali dello ship type 2 sulla base di classi di taglia dimensionali. Tale operazione ha permesso la ripartizione automatica dei dati di consumo in metro cubo di combustibile per miglio percorso sulle diverse unità navali del Dataset. Nella Figura 18 viene riportata la classificazione dello ship type 3 su base dimensionale, partendo dalla classificazione ship type 2.

Figura 18. Categorizzazione dello ship type code 3

Dwt	<								
	0	5000	10000	15000	20000	24999	26999	27000	27999
Bulk carrier Dry	0-24.999 DWT	0-24.999 DWT	0-24.999 DWT	0-24.999 DWT	0-24.999 DWT	0-24.999 DWT	25.000-39.999 DWT	25.000-39.999 DWT	25.000-39.999 DWT
Chem/Product Tankers	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	27.000-39.999 DWT
Bulk carrier Oil	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	27.000-39.999 DWT	27.000-39.999 DWT
Product/oil tanker	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	27.000-39.999 DWT	27.000-39.999 DWT
Gen cargo vessels	1.000-4.999 DWT	1.000-4.999 DWT	5.000-9.999 DWT	10.000-14.999 DWT	15.000-19.999 DWT	20.000-29.999 DWT	20.000-29.999 DWT	20.000-29.999 DWT	20.000-29.999 DWT
Product tanker	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	0-26.999 DWT	27.000-39.999 DWT
Bulk carrier Cement	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT
Bulk carrier Shuttle	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT
Bulk carrier Asphalt	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT

GT	<								
	0	300	500	600	1000	2000	2200	2500	4000
Chem/Product Tankers	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT
Gen cargo vessels	0-999 GT	0-999 GT	0-999 GT	0-999 GT	0-999 GT	1.000-1.999 GT			
Product tanker	0-2.200 GT	0-2.200 GT	0-2.200 GT	0-2.200 GT	0-2.200 GT	0-2.200 GT	0-2.200 GT		
Ro-Ro/Ro-Pax PCC/PCTC	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT
Chem Tankers Inl	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT
Chem Tankers	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT
Construction vessels Cable	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT	0-5.999 GT
Survey Vessels Ice	100-500 GT	100-500 GT	100-500 GT	100-500 GT	100-500 GT				
Construction vessels Offshore	0-1.999 GT	0-1.999 GT	0-1.999 GT	0-1.999 GT	0-1.999 GT	0-1.999 GT	2.000-5.999 GT	2.000-5.999 GT	2.000-5.999 GT
Misc Non Cargo Patrol	100-300 GT	100-300 GT							
Misc Non Cargo Platform	0-300 GT	0-300 GT	301-599 GT	301-599 GT	600-999 GT	1.000-1.999 GT	2.000-4.999 GT	2.000-4.999 GT	2.000-4.999 GT
Survey Vessels Pollution	100-500 GT	100-500 GT	100-500 GT			1.000-2.4999 GT	1.000-2.4999 GT	1.000-2.4999 GT	
Survey Vessels Research	100-500 GT	100-500 GT	100-500 GT	501-999 GT	501-999 GT	1.000-1.999 GT	2.000-3.999 GT	2.000-3.999 GT	2.000-3.999 GT
Dredgers Trailing	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT
Tug	0-500 GT	0-500 GT	0-500 GT	501-1.500 GT	501-1.500 GT	501-1.500 GT			
Dredgers Water	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT
Dredgers Stimulation	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT
Ro-Ro	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT	0-5.000 GT
Cruise	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT
Ro-Ro/Ro-Pax	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT

**TEU Gen cargo vessels Container**

Containership-ULCS	10.000-25.000 TEU
Containership-Post-Panamax	5.400-9.999 TEU
Containership-Panamax	4.000-5.399 TEU
Containership-Sub-Panamax	3.000-5.399 TEU
Container-Baby post-Panamax	3.000-5.399 TEU
Containership-Feedermax	2.000-2.999 TEU
Containership-Regional Feeder	1.000-1.999 TEU
Containership-Small Feeder	0-999 TEU

Proseguizione  
di riga



**Dwt**

	30000	39999	49999	55000	64999	77999	84999	90000
Bulk carrier Dry	25.000-39.999 DWT	25.000-39.999 DWT	40.000-49.999 DWT	50.000-64.999 DWT	50.000-64.999 DWT	65.000-84.999 DWT	65.000-84.999 DWT	85.000-99.999 DWT
Chem/Product Tankers	27.000-39.999 DWT	27.000-39.999 DWT	40.000-54.999 DWT	40.000-54.999 DWT	55.000-77.999 DWT	55.000-77.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT
Bulk carrier Oil	27.000-39.999 DWT	27.000-39.999 DWT	40.000-54.999 DWT	40.000-54.999 DWT	55.000-77.999 DWT	55.000-77.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT
Product/oil tanker	27.000-39.999 DWT	27.000-39.999 DWT	40.000-54.999 DWT	40.000-54.999 DWT	55.000-77.999 DWT	55.000-77.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT
Gen cargo vessels	20.000-29.999 DWT	30.000-100.000 DWT	30.000-100.000 DWT	30.000-100.000 DWT	30.000-100.000 DWT	30.000-100.000 DWT	30.000-100.000 DWT	30.000-100.000 DWT
Product tanker	27.000-39.999 DWT	27.000-39.999 DWT	40.000-54.999 DWT	40.000-54.999 DWT	55.000-77.999 DWT	55.000-77.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT
Bulk carrier Cement	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT						
Bulk carrier Shuttle	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT	40.001-89.999 DWT	40.001-89.999 DWT	40.001-89.999 DWT	40.001-89.999 DWT	40.001-89.999 DWT	40.001-89.999 DWT
Bulk carrier Asphalt	0-40.000 DWT	0-40.000 DWT						

**GT**

	5000	6000	7000	8000	10000	13000	15000	20000
Chem/Product Tankers	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT		
Gen cargo vessels								
Product tanker								
Ro-Ro/Ro-Pax PCC/PCTC	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT
Chem Tankers Inl	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT		
Chem Tankers	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	0-12.999 GT	13.000-25.999 GT	13.000-25.999 GT
Construction vessels Cable	0-5.999 GT	0-5.999 GT	6.000-7.999 GT	6.000-7.999 GT	8.000-9.999 GT	10.001-20.000 GT	10.001-20.000 GT	10.001-20.000 GT
Survey Vessels Ice	5.000-6.999 GT	5.000-6.999 GT	5.000-6.999 GT	7.000-9.999 GT	7.000-9.999 GT			
Construction vessels Offshore	2.000-5.999 GT	2.000-5.999 GT	6.000-7.999 GT	8.000-9.999 GT	8.000-9.999 GT	10.000-14.999 GT	10.000-14.999 GT	
Misc Non Cargo Patrol	3.000-5.000 GT							
Misc Non Cargo Platform	2.000-4.999 GT	5.000-9.000 GT	5.000-9.000 GT	5.000-9.000 GT	5.000-9.000 GT			
Survey Vessels Pollution	2.500-6.000 GT	2.500-6.000 GT						
Survey Vessels Research	4.000-7.999 GT	4.000-7.999 GT	4.000-7.999 GT	4.000-7.999 GT	8.000-12.000 GT	8.000-12.000 GT		
Dredgers Trailing	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	8.001-19.999 GT	8.001-19.999 GT	8.001-19.999 GT	8.001-19.999 GT
Tug								
Dredgers Water	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT				
Dredgers Stimulation	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT	0-8.000 GT				
Ro-Ro	0-5.000 GT	5.001-9.999 GT	5.001-9.999 GT	5.001-9.999 GT	5.001-9.999 GT	10.000-18.999 GT	10.000-18.999 GT	10.000-18.999 GT
Cruise	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT
Ro-Ro/Ro-Pax	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	0-7.999 GT	8.000-20.999 GT	8.000-20.999 GT	8.000-20.999 GT	8.000-20.999 GT

Proseguizione  
di riga



<b>Dwt</b>	99999	119999	124999	199999	300000	324999
Bulk carrier Dry	85.000-99.999 DWT	100.000-119.999 DWT	120.000-300.000 DWT	120.000-300.000 DWT	120.000-300.000 DWT	
Chem/Product Tankers	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT			
Bulk carrier Oil	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT	125.000-199.999 DWT	200.000-324.999 DWT	200.000-324.999 DWT
Product/oil tanker	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT	125.000-199.999 DWT		
Gen cargo vessels	30.000-100.000 DWT					
Product tanker	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT	80.000-124.999 DWT			
Bulk carrier Cement						
Bulk carrier Shuttle	90.000-160.000 DWT	90.000-160.000 DWT	90.000-160.000 DWT	90.000-160.000 DWT	90.000-160.000 DWT	90.000-160.000 DWT
Bulk carrier Asphalt						

<b>GT</b>	21000	26000	30000	34999	40000	51000	75999	99999	300000
Chem/Product Tankers									
Gen cargo vessels									
Product tanker									
Ro-Ro/Ro-Pax PCC/PCTC	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	0-34.999 GT	35.000-75.999 GT	35.000-75.999 GT	35.000-75.999 GT		
Chem Tankers Inl		13.000-25.999 GT							
Chem Tankers	13.000-25.999 GT	13.000-25.999 GT							
Construction vessels Cable	10.001-20.000 GT								
Survey Vessels Ice									
Construction vessels Offshore									
Misc Non Cargo Patrol									
Misc Non Cargo Platform									
Survey Vessels Pollution									
Survey Vessels Research									
Dredgers Trailing	8.001-19.999 GT	20.000-40.000 GT	20.000-40.000 GT	20.000-40.000 GT	20.000-40.000 GT				
Tug									
Dredgers Water									
Dredgers Stimulation									
Ro-Ro	10.000-18.999 GT	19.000-29.999 GT	19.000-29.999 GT	30.000-51.000 GT	30.000-51.000 GT	30.000-51.000 GT	30.000-51.000 GT		
Cruise	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	4.000-50.999 GT	51.000-99.999 GT	51.000-99.999 GT	100.000-250.000 GT
Ro-Ro/Ro-Pax	8.000-20.999 GT	21.000-100.000 GT	21.000-100.000 GT	21.000-100.000 GT	21.000-100.000 GT	21.000-100.000 GT	21.000-100.000 GT	21.000-100.000 GT	

Fonte: Ns. elaborazione.

Per quanto alla descrizione delle prossime 3 variabili, a seconda della tipologia navale, vengono utilizzati indici per la distribuzione del consumo per miglio differenti. La variabile DWT viene utilizzata solitamente per individuare classi di navi cargo, mentre la variabile GT viene utilizzata per individuare classi navali di tipo “passenger”.

3. INDICE DWT. La variabile operativa viene costruita sulla base dello ship type code 3 al fine di assegnare in modo automatico a tutte le navi porta rinfuse e general cargo il dato di consumo per miglio stimato sulla base dei dati LLOYD per le navi cargo.
4. INDICE GT. La variabile operativa viene costruita sulla base dello ship type 3 al fine di assegnare in modo automatico a tutte le navi Offshore, Tug and auxiliary services e passeggeri il consumo per miglio stimato sulla base dei dati LLOYD per le navi “passenger & auxiliary service”.
5. INDICE TEU. La variabile operativa viene costruita sulla base dello ship type 3 al fine di assegnare in modo automatico a tutte le navi portacontainer il consumo per miglio stimato sulla base dei dati LLOYD. Causa indisponibilità del dato di partenza fornito da LLOYD, per le navi portacontainer è stato utilizzato come dato di partenza per la rilevazione dei consumi migliaia delle diverse tipologie dimensionali di nave della categoria, il consumo per miglio delle piccole General Cargo. Si è inoltre deciso di classificare le navi containership in base alla variabile TEU in quanto è pratica comune del settore.
6. CONSUMPTION PER MILE (CBM): consumo per miglio, espresso in metri cubi. La presente variabile è desunta a partire dai dati di LLOYD e dalla costruzione ed elaborazione del “DB scala consumo bunker”, in cui sono raccolti tutti i dati di consumo per miglio per le diverse tipologie navali.
7. ITINERARIO LINEA: itinerario geografico per le navi di linea.
8. ITINERARIO LINEA MIGLIA: totale miglia di cui si compone l’itinerario geografico delle navi di linea.
9. FREQUENZA SETTIMANALE: numero di viaggi svolti dall’unità navale di linea durante la singola settimana.
10. FREQUENZA ANNUA: numero di viaggi svolti dall’unità navale di linea durante l’anno.
11. MIGLIA LINEA ANNUA: numero di miglia annue percorse dalle unità navali di linea. Tale variabile viene ricavata calcolando il prodotto tra la frequenza annuale e la variabile itinerario linea miglia.
12. MIGLIA SPOT ANNO WORST CASE: numero di miglia percorse dalle unità navali tramp nel caso di impiego commerciale low case (in seguito descritto). Tale variabile viene calcolata mediante il prodotto tra i giorni di navigazione, ipotizzati nel caso di impiego commerciale minimo delle unità navali di tipo tramp, e la velocità di crociera moltiplicata per 24 ore.
13. MIGLIA SPOT ANNO BASE CASE: numero di miglia percorse dalle unità navali tramp nel caso di impiego commerciale base case. La presente variabile viene calcolata mediante il prodotto tra i giorni di navigazione, ipotizzati nel caso di impiego commerciale base delle unità navali di tipo tramp, e la velocità di crociera moltiplicata per 24 ore.
14. MIGLIA SPOT ANNO BEST CASE: numero di miglia percorse dalle unità navali tramp nel caso di impiego commerciale best case. La presente variabile viene calcolata mediante il prodotto tra i giorni di navigazione, ipotizzati nel caso di impiego commerciale intenso delle unità navali di tipo tramp, e la velocità di crociera moltiplicata per 24 ore.
15. MIGLIA ANNUA TOT LOW CASE: miglia annue percorse da navi tramp/linea nel caso di impiego commerciale navi spot low case.



16. MIGLIA ANNUE TOT BASE CASE: miglia annue percorse da navi tramp/linea nel caso di impiego commerciale navi spot base case.
17. MIGLIA ANNUE TOT HIGH CASE: miglia annue percorse da navi tramp/linea nel caso di impiego commerciale navi spot high case.
18. TRADING AREA LAST 12 MONTHS: area geografica di impiego commerciale della nave negli ultimi 12 mesi.

Di seguito vengono riportate le 3 variabili dipendenti da quelle di natura operativa/gestionale. Tali variabili dipendenti sono rappresentate dai consumi stimati nei tre diversi scenari (scenario base, scenario low-growth e scenario high-growth).

1. CONSUMO LOW CASE: la presente variabile è una variabile dipendente ricavata dal prodotto tra la variabile “miglia annue tot. low case” e la variabile “consumo per miglio cbm”.
2. CONSUMO BASE CASE: la presente variabile è una variabile dipendente ricavata dal prodotto tra la variabile “miglia annue tot. base case” e la variabile “consumo per miglio cbm”.
3. CONSUMO HIGH CASE: la presente variabile è una variabile dipendente ricavata dal prodotto tra la variabile “miglia annue tot. high case” e la variabile “consumo per miglio cbm”.

### 3.1.2. *Composizione della flotta LNG area mediterraneo*

La prima variabile del Database “worldwide” oggetto della seconda attività di ricerca (step 2) del processo di stima della domanda marittima di GNL rivolta ai porti nazionali, è rappresentata dal deployment delle navi LNG-propelled e, quando noto, dal dettaglio dell’itinerario percorso. Questo tipo di informazioni ha consentito di realizzare un secondo dataset dedicato alla Flotta LNG-propelled operante nell’ area del Mediterraneo.

In merito a tale prima attività cardine del processo di stima della domanda di servizi di bunkering di GNL rivolta all’area del Mediterraneo, che è un passaggio funzionale a definire la domanda di servizi di bunkering riferiti ai porti nazionali, si precisa che è possibile fare ricorso a differenti approcci metodologici a seconda che si scelga di porre enfasi principalmente su profili quali la nazionalità del “group owner”, che può vantare la proprietà dell’asset nave, oppure considerando la nazionalità del “registered owner” o ancora valutando quello che è l’effettivo impiego geografico (asset deployment) della flotta. Per quanto ai primi due profili, tenuto conto della natura internazionale del settore e della mobilità degli asset, questi appaiono poco significativi per indagare l’effettivo impiego commerciale della flotta a GNL.

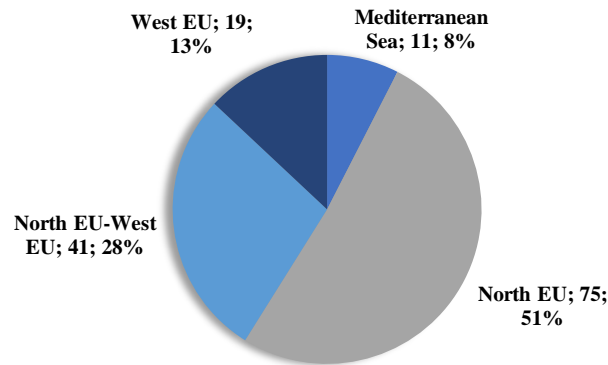
Di conseguenza, per imputare ciascuna nave LNG-propelled all’area del Mediterraneo si è optato per l’utilizzo di una metodologia di stima di “deployment” degli asset navali di tipo puntuale. A tal fine, impiegando il software IHS e il sistema di tracking “vessel finder”, è stato possibile, per ogni nave LNG-propelled in operation, esaminare gli itinerari/viaggi/deployment della stessa (a seconda che si parli di nave di linea o tramp) in relazione al 2019 e ai primi mesi del 2020 prima dello scoppio della pandemia “COVID 19” che ha di fatto alterato la geografia del settore dello shipping, determinando in alcuni casi il blocco completo di alcuni segmenti di mercato (si consideri in tal senso il settore crocieristico).

Invece, in relazione alle LNG-propelled ships non ancora operanti sul mercato (al 2021), per le quali non risultano dunque ancora divulgate le informazioni in merito alla strategia di deployment geografico dell’asset, si è proceduto ad individuare i singoli deployment di tali asset navali (al momento in ordine ai cantieri) attraverso l’utilizzo della metodologia di “traslazione del deployment della flotta aziendale operativa”.

La logica di flotta utilizzata per l’individuazione del deployment delle navi LNG-propelled in ordine ai cantieri presuppone la traslazione delle strategie attuali di deployment delle flotte operative degli operator/owner verso

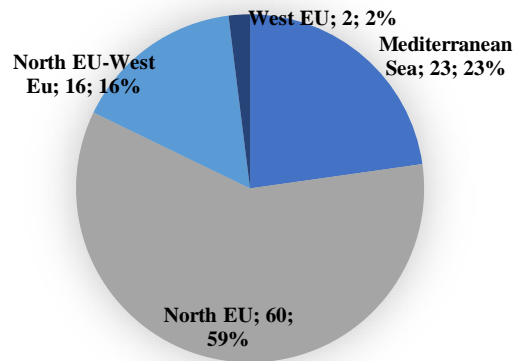
la flotta in ordine dei medesimi owner/operator, ipotizzando così un medesimo impiego commerciale delle navi di nuova costruzione rispetto a quelle già operanti nella flotta del medesimo operator/owner. Di conseguenza è stato possibile individuare le varie aree di impiego delle navi LNG-propelled (asset deployment) sia in fase di attuale operation (in service/commission; Figura 19) sia in fase di ordinativo ai cantieri (“new building”; Figura 20), sulla base delle ipotesi sopra richiamate.

Figura 19. Deployment delle navi alimentate a GNL operative al 2021.



Fonte: Ns. elaborazione.

Figura 20. Deployment delle navi alimentate a GNL in ordine dal periodo 2020-2027.



Fonte: Ns. elaborazione.

Chiaramente questo tipo di approccio analitico risulta conservativo e tende a sottostimare la quantificazione della domanda di servizi di bunkering di GNL nell’area di riferimento.

In relazione alla composizione della flotta alimentata a GNL impiegata, o in attesa di essere impiegata nel Mar Mediterraneo, pertanto, sono state identificate 34 navi LNG-propelled, delle quali 23 operanti e le restanti 11 in ordine. Nella Figura 21 vengono elencate le navi LNG-propelled attualmente operative (2021) e in ordine nel bacino del Mediterraneo, fino al 2027. Per ciascuna di esse si riportano anche gli itinerari percorsi, nel caso di navi di linea, variabile che, in caso di navi LNG-propelled impiegate su servizi trampistici, non viene ovviamente riportata, essendo per definizione il servizio “tramp” non regolare e fisso.

Figura 21. Navi alimentate a GNL operative e in ordine impiegate nell'area MED.

IMO No.	Name of Ship	Ship type code 2	Flag	Built	Year	Deadweight	GT	TEU	Length	Draught	Status
9441130	ABEL MATUTES	Ro-Ro/Ro-Pax	Spain (Csr)	2010-04	2010	5.300	29.670		190,5	6,3	In Service/Commission
9781865	AIDANOVA	Cruise	Italy	2018-12	2018	17.986	183.858		337,0	8,8	In Service/Commission
9863637	ARMON GIJON G021	Ro-Ro/Ro-Pax	Cyprus	2020-06	2020	1.200	9.378		125,0	3,4	In Service/Commission
9901544	ATLANTIQUE CHANTIER	Cruise	Malta	2023-05	2023	13.400	177.000		331,4	0,0	On Order/Not Commenced
9901556	MSC WORLDCLASS 2	Cruise	Malta	2025-05	2025	18.000	205.700		333,3	0,0	On Order/Not Commenced
9901568	ATLANTIQUE CHANTIER	Cruise	Malta	2027-02	2027	18.000	205.700		333,3	0,0	On Order/Not Commenced
9837169	AURORA SPIRIT	Bulk carrier Shuttle	Norway (Nis)	2020-01	2020	129.632	85.329		276,7	15,4	In Service/Commission
9875537	BARRERAS 1708	Ro-Ro/Ro-Pax	Malta	2021-05	2021	0	39.761		191,0	6,5	Keel Laid
9715971	BRODOSPLIT 476	Gen cargo vessels Container	Croatia	2021-01	2021	24.000	22.500	2.000	184,4	10,3	Under Construction
9715983	BRODOSPLIT 477	Gen cargo vessels Container	Croatia	2022-01	2022	24.000	22.500	2.000	184,4	10,3	Under Construction
9839179	CMA CGM JACQUES SAAD	Gen cargo vessels Container	France	2020-04	2020	216.900	237.200	23.112	399,9	16,0	In Service/Commission
9859129	CMA CGM SCANDOLA	Gen cargo vessels Container	Panama	2020-12	2020	154.700	150.000	14.812	366,0	16,0	In Service/Commission
9859117	CMA CGM TENERE	Gen cargo vessels Container	Panama	2020-08	2020	154.700	149.314	14.812	366,0	16,0	In Service/Commission
9781889	COSTA SMERALDA	Cruise	Italy	2019-12	2019	12.500	185.010		337,0	8,8	In Service/Commission
9781891	COSTA TOSCANA	Cruise	Italy	2021-06	2021	13.000	183.900		337,0	8,8	Keel Laid
9903671	DAEWOO	Gen cargo vessels Container	Liberia	2022-07	2022	123.000	112.500	12.000	0,0	0,0	On Order/Not Commenced
9819806	ELIO	Ro-Ro/Ro-Pax	Italy	2018-10	2018	1.673	9.943		133,6	4,6	In Service/Commission
9826720	GAGARIN PROSPECT	Bulk carrier Oil	Liberia	2018-07	2018	113.170	64.909		250,0	15,0	In Service/Commission
9865582	HAVILLA CASTOR	Ro-Ro/Ro-Pax	Norway	2020-11	2020	1.000	15.812		122,7	4,7	In Service/Commission
9498755	HYPATIA DE ALEJANDR	Ro-Ro/Ro-Pax	Cyprus	2019-01	2019	7.718	28.658		186,5	6,8	In Service/Commission
9776925	LIVING STONE	Construction vessels Cable	Netherlands	2018-07	2018	13.815	18.886		161,0	7,1	In Service/Commission
9498767	MARIE CURIE	Ro-Ro/Ro-Pax	Cyprus	2019-07	2019	7.741	28.658		186,6	6,8	In Service/Commission
9243423	NAPLES	Ro-Ro/Ro-Pax	Cyprus	2002-05	2002	7.500	23.975		186,3	6,5	In Service/Commission
9803663	NORTE 348	Ro-Ro/Ro-Pax	Malta	2020-06	2020	8.400	55.000		232,2	7,0	Under Construction
9898979	ROSETTI 125	Tug	Italy	2020-12	2020	330	870		37,5	3,7	On Order/Not Commenced
9800922	RPG BRISTOL	Chem Tankers Inl	Switzerland	2017-10	2017	2.641	2.000		110,0	3,4	In Service/Commission
9800910	RPG STUTTGART	Chem Tankers Inl	Switzerland	2017-04	2017	2.653	937		110,0	3,4	In Service/Commission
9778143	SCHELDT RIVER	Dredgers Trailing	Belgium	2017-09	2017	8.979	9.459		113,0	6,7	In Service/Commission
9839167	SHANGHAI JIANGNAN CH	Gen cargo vessels Container	Malta	2020-12	2020	216.900	237.200	23.112	399,9	16,0	In Service/Commission
9843560	VERNADSKY PROSPECT	Bulk carrier Oil	Liberia	2019-03	2019	113.310	64.909		250,0	15,0	In Service/Commission
9891749	VISENTINI	Ro-Ro/Ro-Pax	France	2022-05	2022	5.500	32.000		206,0	0,0	On Order/Not Commenced
9261542	SICILIA	Ro-Ro/Ro-Pax	Cyprus	2002-01	2022	7.000	24.409		169,5	9,2	In Service/Commission
9441142	BAHAMA MAMA	Ro-Ro/Ro-Pax	Malta	2009-12	2009	3.520	20.312		137,0	5,5	In Service/Commission
9708784	BRUSSELS EXPRESS	Gen cargo vessels Container	Germany	2014-12	2014	149.360	153.224	14.993	352,0	15,5	In Service/Commission

Prosecuzione  
di riga

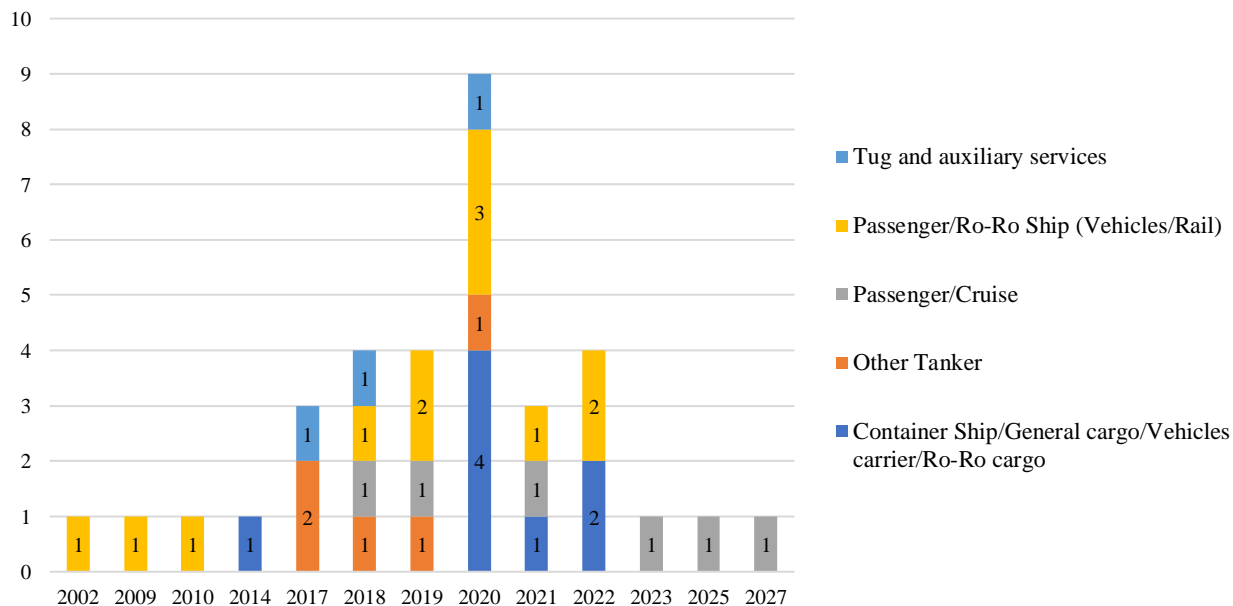


IMO No.	Name of Ship	Consumption per mile	Gas Capacity	Itinerario linea	Itinerario linea miglia	Frequenza settimanale	Frequenza annua	Miglia linea annua
9441130	ABEL MATUTES	0,5270	356	Ibiza - Barcelona - Palma de Maiorca - Ibiza	376,0	4,0	208,0	78.208,0
9781865	AIDANOVA	1,4140	3.620	Livorno - Civitavecchia - Marsiglia - Barcellona - Palma de Maiorca - Livorno	1.643,1	0,9	22,8	37.379,8
9863637	ARMON GIJON G021	0,4080	210	Maiorca - Barcellona)	133,0	1,0	52,0	6.916,0
9901544	ATLANTIQUE CHANTIER	1,4140	0	Genova - Marsiglia - Barcellona -Genova	1.137,9	1,4	36,4	41.418,2
9901556	MSC WORLDCLASS 2	1,4140	3.700	ItGenova-Napoli-Barcellona-Marsiglia-Genova	1.457,6	1,2	30,3	44.213,8
9901568	ATLANTIQUE CHANTIER	1,4140	0	Genova - Napoli - Messina - Valletta - Barcellona - Marsiglia - Genova	1.898,0	0,9	22,8	43.179,5
9837169	AURORA SPIRIT	0,1854	0					
9875537	BARRERAS 1708	0,5270	30	Las Palmas - Tenerife - Las Palmas	122,1	14,0	728,0	88.906,3
9715971	BRODOSPLIT 476	0,6797	0	Split - Trogir	9,5	40,0	2.080,0	19.814,1
9715983	BRODOSPLIT 477	0,6797	0	Split - Trogir	9,5	40,0	2.080,0	19.814,1
9839179	CMA CGM JACQUES SAAD	2,2033	18.600	La Spezia - Genova - Marsiglia - Ghazaouet - Agadir - Mostaganem - Oran - Algeria - Bejaia - Djen Djen - Skikda - Annaba - La Spezia	3.479,4	0,5	26,0	90.465,5
9859129	CMA CGM SCANDOLA	2,2033	0	La Spezia - Salerno	345,4	4,0	208,0	71.839,2
9859117	CMA CGM TENERE	2,2033	0	Valencia - Casablanca	571,0	3,5	182,0	103.915,8
9781889	COSTA SMERALDA	1,4140	3.600	Cagliari - Civitavecchia - Savona - Marsiglia - Cagliari	639,8	1,8	45,5	29.110,0
9781891	COSTA TOSCANA	1,4140	3.600	Cagliari - Civitavecchia - Savona - Marsiglia - Barcellona - Palma - Cagliari	1.447,4	1,0	26,0	37.633,5
9903671	DAEWOO	2,2033	0	Gioia Tauro - Port Said	1.051,5	3,5	182,0	191.370,3
9819806	ELIO	0,4080	150	Messina - Corigliano Calabro - Messina	256,0	5,0	260,0	66.560,0
9826720	GAGARIN PROSPECT	0,1353	0					
9865582	HAVILLA CASTOR	0,4080	0	Port Said - Valletta	1.071,2	1,1	55,7	59.621,4
9498755	HYPATIA DE ALEJANDRI	0,5270	440	Ibiza - Valencia	104,4	14,0	728,0	75.985,0
9776925	LIVING STONE	0,0940	1.260					
9498767	MARIE CURIE	0,5270	440	Huelva - Las Palmas - Huelva	1.680,4	2,0	106,4	178.848,1
9243423	NAPLES	0,5270	440	Melilla - Malaga - Melilla	257,7	5,0	260,0	67.003,6
9803663	NORTE 348	0,5270	0	Mallorca - Valencia	173,8	14,0	728,0	126.511,8
9898979	ROSETTI 125	0,0711	0	NA				
9800922	RPG BRISTOL	0,0940	57					
9800910	RPG STUTTGART	0,0940	57					
9778143	SCHELDT RIVER	1,0059	0					
9839167	SHANGHAI JIANGNAN CH	2,2033	18.600	Algeciras - Dakar	1.656,3	1,3	66,2	109.616,3
9843560	VERNADSKY PROSPECT	0,1353	0					
9891749	VISENTINI	0,5270	0	Marsiglia - Ajaccio - Marsiglia	391,3	3,0	156,0	61.038,4
9261542	SICILIA	0,5270	0	Ibiza - Barcelona - Palma de Maiorca - Ibiza	376,0	1,8	91,0	34.216,0
9441142	BAHAMA MAMA	0,5270	280	Nadar-Almeria-Melilla-Malaga	270,0	3,0	156,0	42.120,0
9708784	BRUSSELS EXPRESS	2,2033	6.500	Bremerhaven-Rotterdam-Antwerp	330,0	3,0	156,0	51.480,0

Fonte: Ns. elaborazione.

Per le 34 navi a GNL di cui al dataset MED, è stata calcolata la distribuzione temporale in termini di entrata in operatività della nave in ragione del segmento (tipologia navale) di appartenenza, come riportato nella Figura 22.

Figura 22. Distribuzione temporale dei nuovi ordini di navi alimentate a GNL con prossimo impiego nell'area MED (2002-2027).



Fonte: Ns. elaborazione.

### 3.1.3. Processo di stima delle miglia annue di navigazione e dei consumi miglia

Successivamente all'analisi degli itinerari e delle aree di impiego delle navi LNG-propelled, sia a livello mondiale sia a livello di area obiettivo (Area MED funzionale alla comprensione della domanda potenziale di servizi di bunkering di GNL in relazione ai porti nazionali), si è proceduto alla stima dell'impiego annuo delle navi in termini di miglia navigate (step 3).

Al fine di stimare la variabile "miglia nave annue" si è proceduto dapprima a distinguere le navi adibite a servizi "tramp" da quelle di "linea" in ragione del fatto che per navi adibite a servizi di tipo "tramp" non sussistono itinerari fissi e regolari e, di conseguenza, il calcolo delle miglia annue risulta di maggior complessità.

Al contrario, nel caso di navi di linea (cruise ships, navi portacontainer, ecc.), è più agevole calcolare la variabile "miglia nave annue" in quanto determinabile attraverso tre variabili, ossia:

- ✓ *miglia itinerario,*
- ✓ *frequenza settimanale itinerario,*
- ✓ *frequenza annua itinerario.*

Una volta conosciuti gli itinerari, grazie alla seconda attività di ricerca (step 2), il calcolo *miglia itinerario* delle navi di linea è stato di facile attuazione. Infatti, questa variabile è stata calcolata grazie all'utilizzo di software online quali "vessel finder, "sea distance, marine traffic" i quali permettono di calcolare le distanze tra coppie di porti.

Successivamente al suddetto calcolo delle miglia itinerario delle navi di linea, si è proceduto nel calcolo della *frequenza settimanale dell'itinerario*. L'analisi è stata condotta prevalentemente grazie all'utilizzo del software "vessel finder", il quale riporta sia la data di partenza sia quella di arrivo delle navi dai/nei porti, e tramite l'analisi desk research. Trattandosi infatti di compagnie di linea, i siti ufficiali delle compagnie riportano spesso lo scheduling annuo delle singole navi facenti parte della flotta.

In caso di navi di nuova costruzione e in caso di deployment non ancora divulgato da parte delle singole compagnie di navigazione, viene ipotizzato, per tali unità, lo stesso deployment attribuito della flotta già operativa del medesimo owner/operator e l'itinerario in miglia attribuito alla nave della flotta dotata di caratteristiche tecniche e dimensionali più simili all'unità in costruzione in oggetto.

Infine, sulla base della frequenza settimanale, è stata calcolata la *frequenza annua*, ipotizzando un'ottica di impiego delle navi nell'area MED che sia pari ad una frequenza annua di 52 settimane, diversamente da quanto ipotizzato invece nel caso delle navi da crociera per le quali è previsto il "repositioning" stagionale dal Mediterraneo a zone geografiche quali i Caraibi o l'Asia nel periodo autunno-inverno. Con riferimento al caso delle crociere, pertanto, la frequenza annua è stata ipotizzata pari a 26 settimane.

Successivamente, la stima dell'impiego annuo (espresso in miglia) delle LNG-propelled ships in esame deriva dal prodotto tra la variabile *miglia itinerario* e la variabile *frequenza annua*, come mostrato in Tabella 35.

Al contrario, per il calcolo delle miglia annue delle navi trampistiche, sono state attivate alcune ipotesi e, quindi, tre scenari (low scenario, base scenario e high scenario), in ragione della non regolarità del servizio offerto. Gli scenari ipotizzati al fine del calcolo delle miglia annue navigate dalle navi trampistiche LNG-propelled operanti sull'area MED si basano sulla stima di diversi giorni di navigazione, a seconda che il mercato sia in fase crescente o calante: in caso di mercato in fase crescente, le navi tenderanno a viaggiare maggiormente rispetto a una fase di mercato calante.

Nella Tabella 36 e nella Tabella 37 vengono riportati i dati giornalieri di scenario per le unità spot, mentre in Figura 23 si mostra la stima dell'impiego annuo (espresso in miglia) di tali unità. Quest'ultima stima è stata calcolata mediante il prodotto tra i giorni di navigazione annui e la velocità di crociera (espressa in nodi, ossia miglia marittime all'ora), moltiplicata per 24 ore. Inoltre, in Figura 24, sono riassunti i suddetti passaggi chiave dei calcoli effettuati per la stima dell'impiego annuo in termini di miglia della flotta LNG-propelled sia di tipo "tramp" che "linea".

Tabella 35. Itinerario geografico, miglia itinerario, frequenza settimanale e annua delle navi di linea LNG-propelled impiegate nell'area MED

IMO No.	Name of Ship	Ship type code 2	Service Speed	Itinerario linea	Itinerario linea miglia	Frequenza settimanale	Frequenza annua	Miglia linea annua
9441130	ABEL MATUTES	Ro-Ro/Ro-Pax	21,40	Ibiza - Barcelona - Palma de Maiorca - Ibiza	376,0	4,0	208,0	78.208,0
9781865	AIDANOVA	Cruise	17,00	Livorno - Civitavecchia - Marsiglia - Barcellona - Palma de Maiorca - Livorno	1.643,1	0,9	22,8	37.379,8
9863637	ARMON GIJON G021	Ro-Ro/Ro-Pax	35,00	Maiorca - Barcellona)	133,0	1,0	52,0	6.916,0
9901544	ATLANTIQUE CHANTIER	Cruise	22,00	Genova - Marsiglia - Barcellona - Genova	1.137,9	1,4	36,4	41.418,2
9901556	MSC WORLDCLASS 2	Cruise	20,00	ItGenova-Napoli-Barcellona-Marsiglia-Genova	1.457,6	1,2	30,3	44.213,8
9901568	ATLANTIQUE CHANTIER	Cruise	NA	Genova - Napoli - Messina - Valletta - Barcellona - Marsiglia - Genova	1.898,0	0,9	22,8	43.179,5
9837169	AURORA SPIRIT	Bulk carrier Ship	12,00					
9875537	BARRERAS 1708	Ro-Ro/Ro-Pax	26,00	Las Palmas - Tenerife - Las Palmas	122,1	14,0	728,0	88.906,3
9715971	BRODOSPLIT 476	Gen cargo vessel	18,00	Split - Trogir	9,5	40,0	2.080,0	19.814,1
9715983	BRODOSPLIT 477	Gen cargo vessel	18,00	Split - Trogir	9,5	40,0	2.080,0	19.814,1
9839179	CMA CGM JACQUES SAAD	Gen cargo vessel	18,50	La Spezia - Genova - Marsiglia - Ghazaouet - Agadir - Mostaganem - Oran - Algeria - Bejaia - Djen Djen - Skikda - Annaba - La Spezia	3.479,4	0,5	26,0	90.465,5
9859129	CMA CGM SCANDOLA	Gen cargo vessel	22,00	La Spezia - Salerno	345,4	4,0	208,0	71.839,2
9859117	CMA CGM TENERE	Gen cargo vessel	22,00	Valencia - Casablanca	571,0	3,5	182,0	103.915,8
9781889	COSTA SMERALDA	Cruise	17,00	Cagliari - Civitavecchia - Savona - Marsiglia - Cagliari	639,8	1,8	45,5	29.110,0
9781891	COSTA TOSCANA	Cruise	17,00	Cagliari - Civitavecchia - Savona - Marsiglia - Barcellona - Palma - Cagliari	1.447,4	1,0	26,0	37.633,5
9903671	DAEWOO	Gen cargo vessel	NA	Gioia Tauro - Port Said	1.051,5	3,5	182,0	191.370,3
9819806	ELIO	Ro-Ro/Ro-Pax	15,00	Messina - Corigliano Calabro - Messina	256,0	5,0	260,0	66.560,0
9826720	GAGARIN PROSPECT	Bulk carrier Oil	12,50					
9865582	HAVILLA CASTOR	Ro-Ro/Ro-Pax	NA	Port Said - Valletta	1.071,2	1,1	55,7	59.621,4
9498755	HYPATIA DE ALEJANDR	Ro-Ro/Ro-Pax	24,00	Ibiza - Valencia	104,4	14,0	728,0	75.985,0
9776925	LIVING STONE	Construction ves	14,00					
9498767	MARIE CURIE	Ro-Ro/Ro-Pax	24,00	Huelva - Las Palmas - Huelva	1.680,4	2,0	106,4	178.848,1
9243423	NAPOLES	Ro-Ro/Ro-Pax	23,50	Melilla - Malaga - Melilla	257,7	5,0	260,0	67.003,6
9803663	NORTE 348	Ro-Ro/Ro-Pax	23,00	Mallorca - Valencia	173,8	14,0	728,0	126.511,8
9898979	ROSETTI 125	Tug	NA	NA				
9800922	RPG BRISTOL	Chem Tankers In	10,80					
9800910	RPG STUTTGART	Chem Tankers In	10,80					
9778143	SCHELD T RIVER	Dredgers Trailin	14,00					
9839167	SHANGHAI JIANGNAN CH	Gen cargo vessel	18,50	Algeciras - Dakar	1.656,3	1,3	66,2	109.616,3
9843560	VERNADSKY PROSPECT	Bulk carrier Oil	12,50					
9891749	VISENTINI	Ro-Ro/Ro-Pax	23,00	Marsiglia - Ajaccio - Marsiglia	391,3	3,0	156,0	61.038,4
9261542	SICILIA	Ro-Ro/Ro-Pax	NA	Ibiza - Barcelona - Palma de Maiorca - Ibiza	376,0	1,8	91,0	34.216,0
9441142	BAHAMA MAMA	Ro-Ro/Ro-Pax	23,00	Nadar - Almeria - Melilla - Malaga	270,0	3,0	156,0	42.120,0
9708784	BRUSSELS EXPRESS	Gen cargo vessel	18,00	Bremerhaven - Rotterdam - Antwerp	330,0	3,0	156,0	51.480,0

Fonte: Ns. elaborazione.



Tabella 36. Analisi scenari low, base, high: giorni di navigazione delle navi tramp alimentate a GNL su base macro-segmentazione della tipologia navale

	Giorni di navigazione annuali (scenario low)	Giorni di navigazione annuali (scenario base)	Giorni di navigazione annuali (scenario high)
Dry bulk	185	245	275
Other Tanker	185	245	275
Tug and auxiliary services	92,5	120	147,5
PSV/FPSO/OFFSHORE	60	80	100

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 37. Analisi scenari low, base, high: giorni di navigazione delle navi tramp alimentate a GNL su base micro-segmentazione della tipologia navale

	Giorni di navigazione annuali (scenario low)	Giorni di navigazione annuali (scenario base)	Giorni di navigazione annuali (scenario high)
Bulk Carrier	185	245	275
Cement Carrier	185	245	275
Asphalt/Bitumen Tanker	185	245	275
Chemical Tanker, Inland Waterways	185	245	275
Chemical/Products Tanker	185	245	275
Chemical Tanker	185	245	275
Crude Oil Tanker	185	245	275
Products Tanker	185	245	275
Shuttle Tanker	185	245	275
Crude/Oil Products Tanker	185	245	275
Icebreaker	120	150	180
Cable Layer	90	120	150
Pollution Control Vessel	90	120	150
Water Injection Dredger	90	120	150
Research Survey Vessel	90	120	150
Trailing Suction Hopper Dredger	90	120	150
Well Stimulation Vessel	90	120	150
Tug	80	90	100
Offshore Support Vessel	60	80	100
Patrol Vessel	60	80	100
Platform Supply Ship	60	80	100

Fonte: Ns. elaborazione

Figura 23. Riassunto della metodologia di stima dell'impiego annuo in termini di miglia navigate per le navi alimentate a GNL di linea e tramp.



Fonte: Ns. elaborazione

Figura 24. Velocità di crociera e scenari di impiego miglia annue delle navi tramp LNG-propelled nell'area MED.

IMO No.	Name of Ship	Ship Type	Ship type code 2	Service Speed	Miglia spot anno worst case	Miglia spot anno base case	Miglia spot anno best case
9441130	ABEL MATUTES	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	21,40			
9781865	AIDANOVA	Passenger/Cruise	Cruise	17,00			
9863637	ARMON GIJON G021	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	35,00			
9901544	ATLANTIQUE CHANTIER	Passenger/Cruise	Cruise	22,00			
9901556	MSC WORLDCLASS 2	Passenger/Cruise	Cruise	20,00			
9901568	ATLANTIQUE CHANTIER	Passenger/Cruise	Cruise	NA			
9837169	AURORA SPIRIT	Shuttle Tanker	Bulk carrier Shuttle	12,00	53.280,0	70.560,0	79.200,0
9875537	BARRERAS 1708	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	26,00			
9715971	BRODOSPLIT 476	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	18,00			
9715983	BRODOSPLIT 477	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	18,00			
9839179	CMA CGM JACQUES SAAD	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	18,50			
9859129	CMA CGM SCANDOLA	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	22,00			
9859117	CMA CGM TENERE	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	22,00			
9781889	COSTA SMERALDA	Passenger/Cruise	Cruise	17,00			
9781891	COSTA TOSCANA	Passenger/Cruise	Cruise	17,00			
9903671	DAEWOO	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	NA			
9819806	ELIO	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	15,00			
9826720	GAGARIN PROSPECT	Crude Oil Tanker	Bulk carrier Oil	12,50	55.500,0	73.500,0	82.500,0
9865582	HAVILLA CASTOR	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	NA			
9498755	HYPATIA DE ALEJANDRI	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	24,00			
9776925	LIVING STONE	Cable Layer	Construction vessels Cable	14,00	20.160,0	23.520,0	26.880,0
9498767	MARIE CURIE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	24,00			
9243423	NAPOLES	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	23,50			
9803663	NORTE 348	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	23,00			
9898979	ROSETTI 125	Tug	Tug	NA			
9800922	RPG BRISTOL	Chemical Tanker, Inland Waterways	Chem Tankers Inl	10,80	47.952,0	63.504,0	71.280,0
9800910	RPG STUTTGART	Chemical Tanker, Inland Waterways	Chem Tankers Inl	10,80	47.952,0	63.504,0	71.280,0
9778143	SCHELDT RIVER	Trailing Suction Hopper Dredger	Dredgers Trailing	14,00	20.160,0	23.520,0	26.880,0
9839167	SHANGHAI JIANGNAN CH	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	18,50			
9843560	VERNADSKY PROSPECT	Crude Oil Tanker	Bulk carrier Oil	12,50	55.500,0	73.500,0	82.500,0
9891749	VISENTINI	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	23,00			
9261542	SICILIA	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	NA			
9441142	BAHAMA MAMA	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	Ro-Ro/Ro-Pax	23,00			
9708784	BRUSSELS EXPRESS	Container Ship (Fully Cellular)	Gen cargo vessels Container	18,00			

Fonte: Ns. elaborazione.

### 3.1.4. Processo di stima dei consumi miglia

I calcoli effettuati al fine di addivenire alla stima delle miglia annue per le navi di linea e tramp sono funzionali all'implementazione del processo di stima del calcolo dei consumi miglia annui in termini di m<sup>3</sup> (step 4) delle diverse tipologie navali LNG-propelled. Questa attività, infatti, è necessaria per stimare i consumi annui delle diverse tipologie navali della flotta alimentata a GNL che trovi impiego nell'area MED.

Tutti i consumi per miglio per ogni tipologia navale (calcolati dapprima a livello mondiale) sono stati stimati partendo dai dati LLOYD, come riportato in Tabella 38. Tali dati, espressi in termini di cbm (cubic meter), si riferiscono, però, a un range di tipologie di nave meno ampio di quelle presenti nei dataset sottostanti alle elaborazioni di cui al presente report (in particolare non viene fatto riferimento alle containership) e, soprattutto, non sempre sussiste la piena coincidenza tra le classi dimensionali delle diverse categorie nave a navi dimensionalmente diverse.

Tabella 38. Dati LLOYD consumo per miglio (cbm) per le principali categorie navali alimentate a GNL.

Type	GT	Consumo per miglia marina (cbm)
AHTS	0-500	0,108
AHTS	2000-3000	0,278
Chem Tankers	0-13000	0,094
Construction vessels	6000-8000	0,094
Cruise	4000-50999	0,533
Cruise	51000-99999	0,926
Cruise	100000-250000	1,414
Dredgers	0-8000	0,073
Misc Non Cargo	100-300	0,04
Product tanker	0-2200	0,061
Ro-Ro/Ro-Pax	0-7999	0,046
Ro-Ro/Ro-Pax	8000-20999	0,408
Ro-Ro/Ro-Pax	21000-100000	0,527
Survey Vessels	100-500	0,019
Tugs	0-500	0,055
Tugs	500-1600	0,177
Type	Dwt	Consumo per miglia marina (cbm)
Bulk carrier	0-40000	0,077
Gen cargo vessels	0-999	0,026
Gen cargo vessels	1000-2000	0,053

Fonte: Libero adattamento da TDI RETE-GNL (2020).

Al fine di calcolare il consumo per miglio per ogni tipologia navale a livello mondiale è stato necessario adottare due ipotesi semplificative, partendo dai dati sui consumi richiamati nella precedente tabella:

- ✓ la variazione percentuale di consumi di GNL per miglia in base alle dimensioni navali è uguale a quella del consumo giornaliero dei bunker tradizionali (HFO);
- ✓ i consumi per miglia relativi alle navi container di piccole dimensioni (small feeder ship) sono calcolati in proporzione ai consumi miglia delle piccole general cargo ship, in quanto si tratta di tipologie navali caratterizzate da specifiche tecniche comparabili.

In relazione alla prima assunzione, si è proceduto con l'estrazione di un database di oltre 10.000 navi alimentate a HFO ("DB scala consumo bunker") con l'obiettivo di analizzare la variazione percentuale di consumo di bunker giornaliero delle diverse tipologie dimensionali di navi. La classificazione dimensionale delle unità navali presenti nel dataset relativo alla flotta LNG-propelled internazionale è stata condotta seguendo le linee guida del settore: per le navi cargo si è utilizzata la variabile "deadweight" (DWT), mentre per quelle passenger la variabile di riferimento utilizzata è consistita nel "gross tonnage" (GT).

Fanno eccezione le navi riconducibili alla tipologia "PSV/FPSO/Offshore e tug and auxiliary services", per cui non esiste una vera e propria classificazione dimensionale di settore e per le quali ne è stata creata una ad hoc su base della variabile "gross tonnage" (GT). Le variazioni percentuali di consumo di bunker giornaliero

delle diverse tipologie dimensionali di navi così ottenute sono state utilizzate per proiettare i dati dei consumi miglia forniti da LLOYD su diverse tipologie dimensionali di navi LNG-propelled.

Con riferimento alla seconda assunzione, invece, LLOYD non ha fornito dati di partenza di consumo /miglia di GNL per le navi Containership. Di conseguenza, per ovviare a questo problema, si è deciso di utilizzare, come base di riparto e di proiezione delle percentuali di crescita/decrecita dei consumi giorno HFO, il dato relativo ai consumi/miglia di GNL delle navi general cargo, in quanto navi ritenute come le “antenate” delle containership poiché dotate di caratteristiche strutturali e tecniche piuttosto simili.

In Tabella 39 è riportato un esempio di stima dei consumi miglia per le unità navali Tanker (chemical, product & crude oil tanker) costruito tramite l’applicazione delle variazioni percentuali del consumo giornaliero dei bunker tradizionali (HFO) in base alle diverse dimensioni navali.

Tabella 39. Esempio di stima dei consumi per miglio in tons.

Ship type	Ship type code 2	Size	Fleet	Media di Fuel Consumption Main Engines	Variazione %	Consumo per miglia (cbm)
<b>Chemical/Products Tanker</b>						
Tanker-Aframax	Chem/Product Tankers	80.000-124.999 DWT	2	44,0	5%	0,246
Tanker-Panamax	Chem/Product Tankers	55.000-77.999 DWT	28	42,0	51%	0,235
Tanker-MR1	Chem/Product Tankers	40.000-54.999 DWT	215	27,9	-5%	0,156
Tanker-MR2	Chem/Product Tankers	27.000-39.999 DWT	830	29,4	55%	0,156
Tanker-Handy	Chem/Product Tankers	0-26.999 DWT	721	18,9	7%	0,101
Chemical tanker	Chem/Product Tankers	0-12.999 GT	604	17,7		0,094
<b>Crude oil</b>						
Tanker-VLCC	Bulk carrier Oil	200.000-324.999 DWT	571	95,9	62%	0,278
Tanker-Suezmax	Bulk carrier Oil	125.000-199.999 DWT	362	59,2	27%	0,172
Tanker-Aframax	Bulk carrier Oil	80.000-124.999 DWT	362	46,6	15%	0,135
Tanker-Panamax	Bulk carrier Oil	55.000-77.999 DWT	52	40,4	76%	0,135
Tanker-MR2	Bulk carrier Oil	27.000-39.999 DWT	3	23,0		0,077
<b>Crude/Oil Products Tanker</b>						
Tanker-Suezmax	Product/oil tanker	125.000-199.999 DWT	11	48,6	1%	0,208
Tanker-Aframax	Product/oil tanker	80.000-124.999 DWT	282	48,2	12%	0,206
Tanker-Panamax	Product/oil tanker	55.000-77.999 DWT	125	42,9	21%	0,183
Tanker-MR2	Product/oil tanker	27.000-39.999 DWT	45	35,5	97%	0,152
Tanker-Handy	Product/oil tanker	0-26.999 DWT	5	18,0		0,077

Fonte: Ns. elaborazione.

### 3.1.5. Stima della domanda marittima della flotta GNL attesa a livello nazionale (2021-2030)

Dopo aver proceduto a stimare i consumi miglia di GNL in termini di cbm e le miglia annue percorse sia dalla flotta LNG-propelled mondiale sia da quella operante in area MED, moltiplicando i due fattori (ricavati dagli step 3 e 4), si è proceduto alla stima della domanda marittima di GNL relativa ai porti dell’area MED per il periodo 2021-2027 (step 5). Tale attività è ovviamente prodromica alla successiva identificazione della domanda rilevante per i soli porti nazionali.

Il periodo temporale di analisi su cui è stata svolta la stima analitica della domanda marittima di GNL ha termine nel 2027, ultimo anno di cui si ha notizia di ordinativi di navi LNG-propelled. Per questo motivo, il 2027 rappresenta l’ultimo anno in cui è possibile effettuare una valutazione analitica della domanda marittima di GNL.

Ultimo passaggio della metodologia di stima della domanda marittima di GNL orientata ai porti dell’area Med dalle navi LNG-propelled è stato il processo di stima sintetico sui dati di domanda dal 2028 fino all’anno 2030 (step 6) e la definizione di scenari di domanda alternativi allo scenario base (ovvero low-growth e high growth (step 7).

In ragione dell'assenza di informazioni riguardo i nuovi ordinativi ai cantieri di navi LNG-propelled successivamente al 2027, a partire dal 2028 si è proceduto alla stima quantitativa della domanda attraverso l'impiego della metodologia CAGR in diversi scenari, come sopra indicato.

Il CAGR da applicare alla domanda marittima stimata per l'anno 2027 è stato calcolato sulla base dei tassi di crescita dei singoli segmenti di mercato attinenti alla flotta europea di navi alimentate a GNL (152 osservazioni), adattando poi i CAGR in oggetto ai diversi scenari come di seguito indicato:

- ✓ nello scenario “low growth” il CAGR è pari a 0,33 del valore del “CAGR base”,
- ✓ nello scenario “high growth” il CAGR è pari a 1,33 volte il “CAGR base<sup>17</sup>”.

Il periodo temporale su cui sono stati calcolati i tassi CAGR delle diverse tipologie navali è pari a 10 anni per le tipologie navali che presentano almeno un'unità navale LNG-propelled operativa sul mercato nell'anno 2011. Al contrario, in assenza di navi LNG propelled sul mercato al 2011, si è optato per l'utilizzo del CAGR a 6 anni oppure, in caso di assenza di navi LNG propelled sul mercato esteso fino al 2015, sono stati impiegati gli anni corrispondenti al primo anno di disponibilità del dato dimensionale della flotta alimentata a GNL (es. flotta Passenger Cruise, prima nave a GNL nel 2018).

Si precisa che, al fine di proiettare i valori della domanda al 2030, sono stati calcolati due differenti CAGR in base alla tipologia navale a cui si riferiscono: uno per le navi passeggeri, per cui la crescita dimensionale della flotta è stata indicizzata in base alla variabile dimensionale Gross Tonnage (GT), e uno per le navi cargo, per cui la crescita dimensionale della flotta è stata indicizzata in base alla variabile dimensionale Deadweight (DWT).

Nella seguenti Tabelle (Tabella 40, Tabella 41, Tabella 42) vengono riportati i dati storici di crescita dimensionale della flotta LNG propelled, in deadweight (DWT) e gross tonnage (GT), e i desunti valori CAGR (“Cargo e Passenger”), nei tre diverse scenari ipotizzati. Nella Figura 25, invece, vengono rappresentate le stime sulla domanda di servizi di bunkering di GNL rivolta all'area MED.

---

<sup>17</sup> Per il calcolo dei CAGR delle navi “Other tanker” e “Containership/General cargo/Vehicles Carrier/Ro-Ro cargo” si è dimezzato il valore del tasso derivante dai dati storici dimensionali di flotta, in ragione dell'elevata crescita di flotta degli ultimi anni che non rende il tasso rappresentativo della crescita dei segmenti e non considera il probabile effetto della pandemia da COVID 19 su tali segmenti.

Tabella 40. Crescita dimensionale base deadweight (dwt) delle tipologie navali cargo alimentate a GNL.

	2000	2002	2003	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	2.300								13.200	3.125	1.467	155.910	11.616	33.983	3.850	69.454	60.801	805.635	121.650	382.000	
<b>Dry bulk</b>													7.566	7.569			7.000				
<b>Other Tanker</b>				17.557	24.783				6.100		5.770		2.634	44.572	20.121	419.580	524.083	731.730	837.352	1.222.712	213.849
<b>PSV/FPSO/OFFSHORE</b>			12.026			6.200	12.400	4.200	5.054	31.766	4.600	28.811	14.635	10.798				16.500			
<b>Tug and auxiliary services</b>		12.150					4.100		3.342	4.500		300		5.307	10.707	26.615		2.146	33.860	16.930	0
<b>Totale complessivo</b>	<b>2.300</b>	<b>12.150</b>	<b>12.026</b>	<b>17.557</b>	<b>24.783</b>	<b>6.200</b>	<b>16.500</b>	<b>4.200</b>	<b>27.696</b>	<b>39.391</b>	<b>11.837</b>	<b>185.021</b>	<b>36.451</b>	<b>102.229</b>	<b>34.678</b>	<b>515.649</b>	<b>591.884</b>	<b>1.556.011</b>	<b>992.862</b>	<b>1.621.642</b>	<b>213.849</b>

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 41. CAGR di crescita della flotta europea alimentata a GNL (dati in dwt) applicati alla crescita prevista della domanda marittima di GNL dal periodo 2027-2030, navi cargo.

	2011	2015	2020	CAGR LOW	CAGR BASE	CAGR HIGH
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	15.500	187.618	1.161.341	9%	27%	36%
<b>Dry bulk</b>	0	7.566	22.135	4%	11%	15%
<b>Other Tanker</b>	48.440	56.844	1.796.930	7%	22%	29%
<b>PSV/FPSO/OFFSHORE</b>	39.880	119.692	146.990	5%	14%	19%
<b>Tug and auxiliary services</b>	19.592	24.392	69.167	4%	13%	18%
<b>Totale complessivo</b>	<b>123.412</b>	<b>246.752</b>	<b>3.047.203</b>	<b>8%</b>	<b>24%</b>	<b>32%</b>

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 42. Crescita dimensionale base Gross tonnage (GT) delle tipologie navali passenger (incl. Containership) alimentate a GNL.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2026	2027
<b>Passenger/Cruise</b>										183.858	185.010		367.100		358.541	205.700	161.400	205.700
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	15.336	41.572	7.536	22.660	94.055	32.491	9.884	15.483	49.134	50.431	93.786	238.960	167.774	196.409	40.500			

Fonte: Ns. elaborazione.

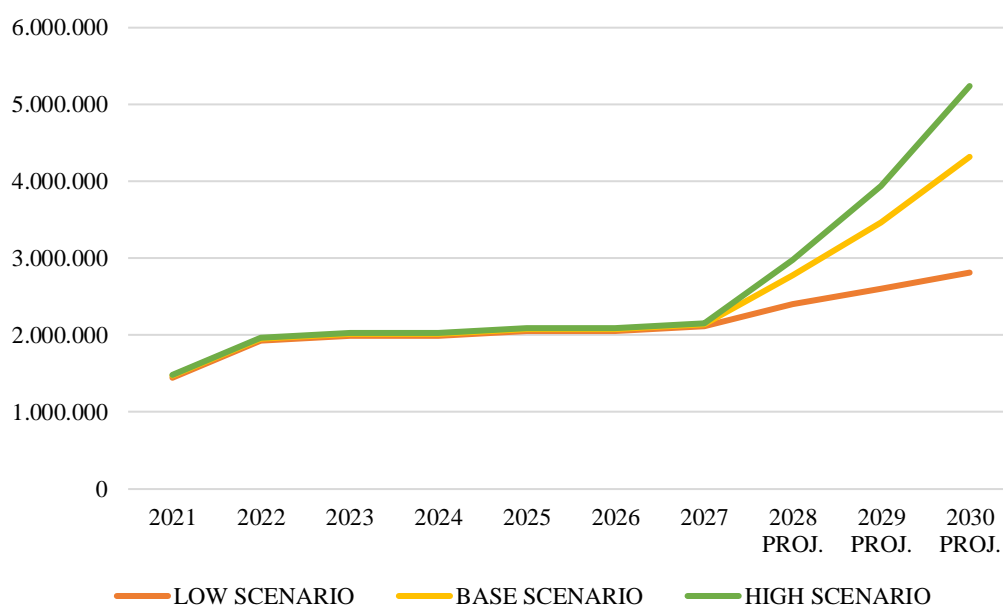
Tabella 43. CAGR di crescita della flotta europea alimentata a GNL (dati in "GT") applicati alla crescita prevista della domanda marittima di GNL dal periodo 2027-2030, navi passenger.

	2011	2015	2018	2020	CAGR LOW	CAGR BASE	CAGR HIGH
<b>Passenger/Cruise</b>	0	0	183.858	368.868	9%	26%	35%
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	189.647	348.737	463.785	796.531	5%	15%	21%
<b>Totale complessivo</b>	<b>189.647</b>	<b>348.737</b>	<b>183.858</b>	<b>1.165.399</b>	<b>7%</b>	<b>20%</b>	<b>26%</b>

Fonte: Ns. elaborazione.



Figura 25. Domanda marittima di LNG relativa all'area MED, cbm annui.



Fonte: Ns. elaborazione.

Come si evince dai dati riportati nella Tabella 44, la domanda marittima di GNL relativa all'area MED si attesta oggi nell'ordine di 1,4 Mio cbm, ma, in ragione dei nuovi ordini di navi LNG-propelled attesi per il futuro e destinate ad operare nell'area MED, è stimata in crescita sino a quota 2 Mio cbm entro il 2027 (circa +50%). Inoltre, attraverso l'applicazione della metodologia CAGR precedentemente riportata, i livelli di domanda marittima di GNL rivolta all'area MED attesi per il 2030 risultano essere di 2,8 Mio cbm nel caso low scenario, 4,3 Mio cbm nel caso base scenario e 5,2 Mio cbm nel caso high scenario, prevedendo perciò delle variazioni nei livelli di domanda marittima di GNL rivolta all'area MED rispetto all'anno 2027 nell'ordine del 40%-250%, a seconda dello scenario ipotizzato (low-base-high).

Tabella 44. Stime della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL in cbm annui a livello MED (2021-2030).

**LOW CASE**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	954.976	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.515.152	1.651.464	1.800.039
<b>Other Tanker</b>	33.905	33.905	33.905	33.905	33.905	33.905	33.905	36.364	39.002	41.831
<b>Passenger/Cruise</b>	147.230	147.230	205.796	205.796	268.314	268.314	329.370	358.051	389.230	423.123
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	400.850	451.049	451.049	451.049	451.049	451.049	451.049	474.250	498.646	524.296
<b>Tug and auxiliary services</b>	22.174	22.174	22.174	22.174	22.174	22.174	22.174	23.168	24.206	25.291
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.447.440</b>	<b>1.932.754</b>	<b>1.991.319</b>	<b>1.991.319</b>	<b>2.053.838</b>	<b>2.053.838</b>	<b>2.114.894</b>	<b>2.406.985</b>	<b>2.602.547</b>	<b>2.814.580</b>

**BASE CASE**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	954.976	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.765.273	2.241.716	2.846.749
<b>Other Tanker</b>	44.901	44.901	44.901	44.901	44.901	44.901	44.901	54.672	66.571	81.059
<b>Passenger/Cruise</b>	147.230	147.230	205.796	205.796	268.314	268.314	329.370	415.413	523.934	660.804
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	400.850	451.049	451.049	451.049	451.049	451.049	451.049	520.654	601.000	693.746
<b>Tug and auxiliary services</b>	25.870	25.870	25.870	25.870	25.870	25.870	25.870	29.348	33.293	37.769
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.475.339</b>	<b>1.960.653</b>	<b>2.019.218</b>	<b>2.019.218</b>	<b>2.081.737</b>	<b>2.081.737</b>	<b>2.142.792</b>	<b>2.785.360</b>	<b>3.466.514</b>	<b>4.320.127</b>

**HIGH CASE**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	954.976	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.390.091	1.889.083	2.567.195	3.488.724
<b>Other Tanker</b>	50.399	50.399	50.399	50.399	50.399	50.399	50.399	64.987	83.797	108.052
<b>Passenger/Cruise</b>	147.230	147.230	205.796	205.796	268.314	268.314	329.370	443.807	598.005	805.778
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	400.850	451.049	451.049	451.049	451.049	451.049	451.049	543.624	655.199	789.674
<b>Tug and auxiliary services</b>	29.565	29.565	29.565	29.565	29.565	29.565	29.565	34.852	41.084	48.430
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.484.532</b>	<b>1.969.847</b>	<b>2.028.412</b>	<b>2.028.412</b>	<b>2.090.930</b>	<b>2.090.930</b>	<b>2.151.986</b>	<b>2.976.353</b>	<b>3.945.280</b>	<b>5.240.659</b>

Fonte: Ns. elaborazione.

### 3.2. Stima della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL riferita al sistema portuale nazionale (anni: 2021-2030)

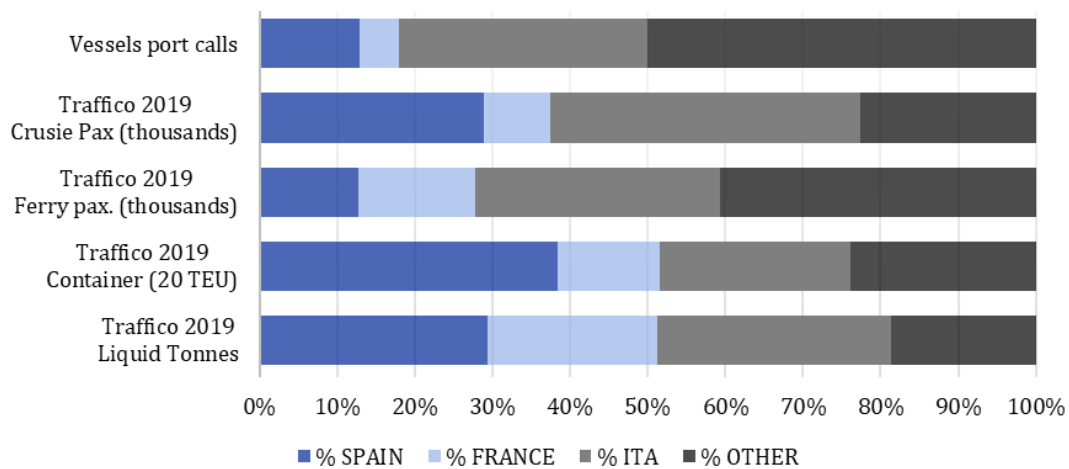
La ripartizione della domanda di bunkering di GNL sui principali paesi dell'area del mediterraneo considerati quali concorrenti dell'Italia nell'offerta di servizi di bunkering GNL, è stata effettuata in base all'incidenza dei traffici navali<sup>18</sup> delle diverse nazioni dell'area Med inclusi nell'analisi, considerando disgiuntamente le diverse tipologie di traffici. Ciò ha condotto ai valori riportati rispettivamente nelle successive figure.

In Figura 26 viene riportato il dato dell'incidenza percentuale di traffico navale al 2019 dei principali paesi dell'area del mediterraneo, Italia, Francia e Spagna ma anche della categoria di paesi "Other" che include Croazia, Slovenia, Grecia, Malta, Portogallo, Bosnia Erzegovina, Albania e Montenegro.

I dati di incidenza percentuale del traffico per le diverse tipologie navali dei diversi paesi considerati sono espressi in termini di:

- ✓ Liquid Tonnes (proxy per la domanda di servizi di bunkering della tipologia navale "Tanker"),
- ✓ Container (20 TEU) (proxy per la domanda di servizi di bunkering della tipologia navale "General cargo, containership e Ro-Ro"),
- ✓ Ferry pax e Cruise pax (espressi in migliaia; proxy per la domanda di servizi di bunkering della tipologia navale "Cruise, Ro-Pax, Passenger"),
- ✓ Vessels port calls (proxy per la domanda di servizi di bunkering per tutte le altre tipologie navali alimentate a GNL).

Figura 26. Traffico navale 2019 dei principali paesi del mediterraneo.



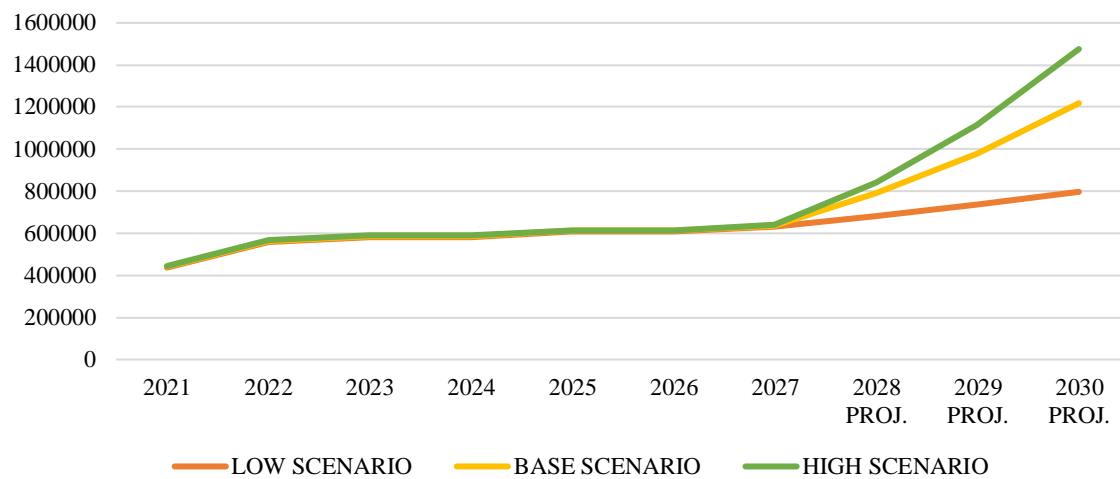
Fonte: Ns. elaborazione.

Infine, nella Figura 27 viene riportata la domanda di servizi di bunkering richiesti a livello nazionale dalle navi "LNG propelled" con riferimento nell'orizzonte temporale 2021-2030, nei tre differenti scenari.

Tali dati, durante l'attività di fine-tuning di progetto prevista dal Committente, saranno oggetto di confronto e benchmark rispetto alle stime di mercato che originano dall'applicazione di metodologie alternative (di tipo sintetico) per il forecasting della domanda di GNL in ambito marittimo-portuale, quale l'approccio basato sul tasso di sostituzione del combustibile GNL per la propulsione marittima al posto dei carburanti tradizionalmente impiegati.

<sup>18</sup> Come nel caso dell'indagine degli itinerari delle navi, si è optato anche in questo caso per analizzare i dati di traffico del 2019, in quanto quelli dell'anno 2020 sono fortemente influenzati dall'effetto "COVID19"

Figura 27. Domanda di servizi di bunkering richiesti, in cbm annui, a livello nazionale dalle navi “LNG propelled”



*ITA: LOW CASE*

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	234.766	341.732	341.732	341.732	341.732	341.732	341.732	372.476	405.986	442.511
<b>Other Tanker</b>	10.201	10.201	10.201	10.201	10.201	10.201	10.201	10.942	11.735	12.587
<b>Passenger/Cruise</b>	58.745	58.745	82.113	82.113	107.058	107.058	131.419	142.863	155.304	168.827
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	126.123	141.918	141.918	141.918	141.918	141.918	141.918	149.218	156.894	164.964
<b>Tug and auxiliary services</b>	7.113	7.113	7.113	7.113	7.113	7.113	7.113	7.432	7.765	8.113
<b>Totale complessivo</b>	<b>436.949</b>	<b>559.709</b>	<b>583.077</b>	<b>583.077</b>	<b>608.022</b>	<b>608.022</b>	<b>632.384</b>	<b>682.931</b>	<b>737.684</b>	<b>797.002</b>

*BASE CASE*

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	234.766	341.732	341.732	341.732	341.732	341.732	341.732	433.964	551.090	699.828
<b>Other Tanker</b>	13.510	13.510	13.510	13.510	13.510	13.510	13.510	16.450	20.030	24.390
<b>Passenger/Cruise</b>	58.745	58.745	82.113	82.113	107.058	107.058	131.419	165.751	209.051	263.662
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	126.123	141.918	141.918	141.918	141.918	141.918	141.918	163.818	189.098	218.280
<b>Tug and auxiliary services</b>	8.299	8.299	8.299	8.299	8.299	8.299	8.299	9.414	10.680	12.116
<b>Totale complessivo</b>	<b>441.443</b>	<b>564.204</b>	<b>587.571</b>	<b>587.571</b>	<b>612.516</b>	<b>612.516</b>	<b>636.878</b>	<b>789.398</b>	<b>979.950</b>	<b>1.218.276</b>

*HIGH CASE*

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo</b>	234.766	341.732	341.732	341.732	341.732	341.732	341.732	464.401	631.104	857.647
<b>Other Tanker</b>	15.164	15.164	15.164	15.164	15.164	15.164	15.164	19.554	25.214	32.512
<b>Passenger/Cruise</b>	58.745	58.745	82.113	82.113	107.058	107.058	131.419	177.080	238.606	321.507
<b>Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles/Rail)</b>	126.123	141.918	141.918	141.918	141.918	141.918	141.918	171.045	206.151	248.463
<b>Tug and auxiliary services</b>	9.484	9.484	9.484	9.484	9.484	9.484	9.484	11.180	13.179	15.536
<b>Totale complessivo</b>	<b>444.283</b>	<b>567.043</b>	<b>590.411</b>	<b>590.411</b>	<b>615.356</b>	<b>615.356</b>	<b>639.718</b>	<b>843.260</b>	<b>1.114.254</b>	<b>1.475.665</b>

Fonte: Ns. elaborazione.

### ***3.3. Stima della ripartizione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL tra i diversi porti italiani (anni: 2021-2030)***

Dopo aver imputato la domanda marittima di GNL per singolo segmento di mercato ai diversi paesi esaminati, attraverso l'applicazione della percentuale di incidenza dei traffici navali 2019 dei diversi paesi rispetto all'intera area MED, si è successivamente proceduto a ripartire la medesima tra i singoli porti delle aree obiettivo (Italia) per tutti gli anni oggetto di studio e in relazione ai tre scenari ipotizzati.

La ripartizione della domanda portuale di bunkering di GNL rivolta ai porti delle aree obiettivo è stata anch'essa effettuata in base all'applicazione della percentuale di incidenza dei traffici navali 2019 dei singoli porti nazionali Hub rispetto all'intera area nazionale (in ipotesi di concorrenza portuale nazionale).

I porti selezionati quali porti nazionali del modello sono i porti attesi quali Hub del sistema nazionale prospettico e, quindi, i porti indicati quali prossime sedi dei progetti di deposito SSLNG nazionali (maggiore dettaglio verrà fornito nel sottoparagrafo 2.1.2).

La successiva Tabella 45 riporta i valori stimati di domanda di servizi di bunkering rivolta ai porti nazionali dalla flotta LNG-propelled per il periodo 2021-2030, nelle 3 diverse ipotesi di scenario (low-base-high).

Nelle figure seguenti (Figura 28, Figura 29, Figura 30) viene rappresentata la distribuzione della domanda di servizi di bunkering di GNL a livello nazionale sui diversi porti Hub nazionali come definiti nel presente report nel capitolo 2, nei tre scenari ipotizzati, considerando il time to market dei singoli depositi di SSLNG ubicati presso i porti Hub nazionali.

Tabella 45. Ripartizione della domanda portuale di bunkering di GNL rivolta ai porti nazionali per scenario (cbm annui).

**LOW SCENARIO**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>ITA</b>										
La Spezia	0	0	0	64.790	61.884	61.884	63.808	69.505	75.712	82.473
Rovigo	0	0	0	0	41.360	41.360	46.132	50.106	54.426	59.122
Livorno (FSRU)	276.304	329.656	219.773	72.892	69.251	69.251	71.882	77.361	83.280	89.677
Livorno	0	0	0	72.892	69.251	69.251	71.882	77.361	83.280	89.677
Oristano Higas	132.145	192.130	83.387	55.588	52.441	52.441	52.441	57.157	62.296	67.898
Oristano IVI	0	0	83.387	55.588	52.441	52.441	52.441	57.157	62.296	67.898
Oristano Edison	0	0	83.387	55.588	52.441	52.441	52.441	57.157	62.296	67.898
Ravenna	28.500	37.923	17.963	10.139	9.535	9.535	9.584	10.416	11.321	12.306
Venezia	0	0	95.179	41.891	41.360	41.360	46.132	50.106	54.426	59.122
Cagliari	0	0	0	18.027	17.008	17.008	17.817	19.220	20.738	22.379
Napoli	0	0	0	106.710	100.870	100.870	105.176	111.884	119.053	126.715
Crotone	0	0	0	937	857	857	884	948	1.017	1.090
Augusta	0	0	0	0	205	205	205	220	236	253
Brindisi	0	0	0	28.035	27.044	27.044	29.319	31.355	33.541	35.890
Porto Torres	0	0	0	0	12.074	12.074	12.237	12.976	13.764	14.602
<b>SUBTOT</b>	<b>436.949</b>	<b>559.709</b>	<b>583.077</b>	<b>583.077</b>	<b>608.022</b>	<b>608.022</b>	<b>632.384</b>	<b>682.931</b>	<b>737.684</b>	<b>797.002</b>

**BASE SCENARIO**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>ITA</b>										
La Spezia	0	0	0	64.943	62.021	62.021	63.945	81.065	102.773	130.300
Rovigo	0	0	0	0	41.727	41.727	46.499	58.496	73.619	92.687
Livorno (FSRU)	278.834	332.186	221.408	73.348	69.662	69.662	72.293	88.808	109.302	134.775
Livorno	0	0	0	73.348	69.662	69.662	72.293	88.808	109.302	134.775
Oristano Higas	132.267	192.253	83.466	55.610	52.461	52.461	52.461	66.612	84.579	107.395
Oristano IVI	0	0	83.466	55.610	52.461	52.461	52.461	66.612	84.579	107.395
Oristano Edison	0	0	83.466	55.610	52.461	52.461	52.461	66.612	84.579	107.395
Ravenna	30.341	39.765	19.132	10.470	9.831	9.831	9.880	12.435	15.660	19.733
Venezia	0	0	96.632	42.301	41.727	41.727	46.499	58.496	73.619	92.687
Cagliari	0	0	0	19.499	18.312	18.312	19.120	23.611	29.189	36.126
Napoli	0	0	0	107.570	101.662	101.662	105.968	126.220	150.635	180.130
Crotone	0	0	0	1.163	1.058	1.058	1.085	1.319	1.603	1.951
Augusta	0	0	0	0	272	272	272	331	403	490
Brindisi	0	0	0	28.098	27.103	27.103	29.378	35.493	42.968	52.121
Porto Torres	0	0	0	0	12.097	12.097	12.260	14.484	17.139	20.316
<b>SUBTOT</b>	<b>441.443</b>	<b>564.204</b>	<b>587.571</b>	<b>587.571</b>	<b>612.516</b>	<b>612.516</b>	<b>636.878</b>	<b>789.398</b>	<b>979.950</b>	<b>1.218.276</b>

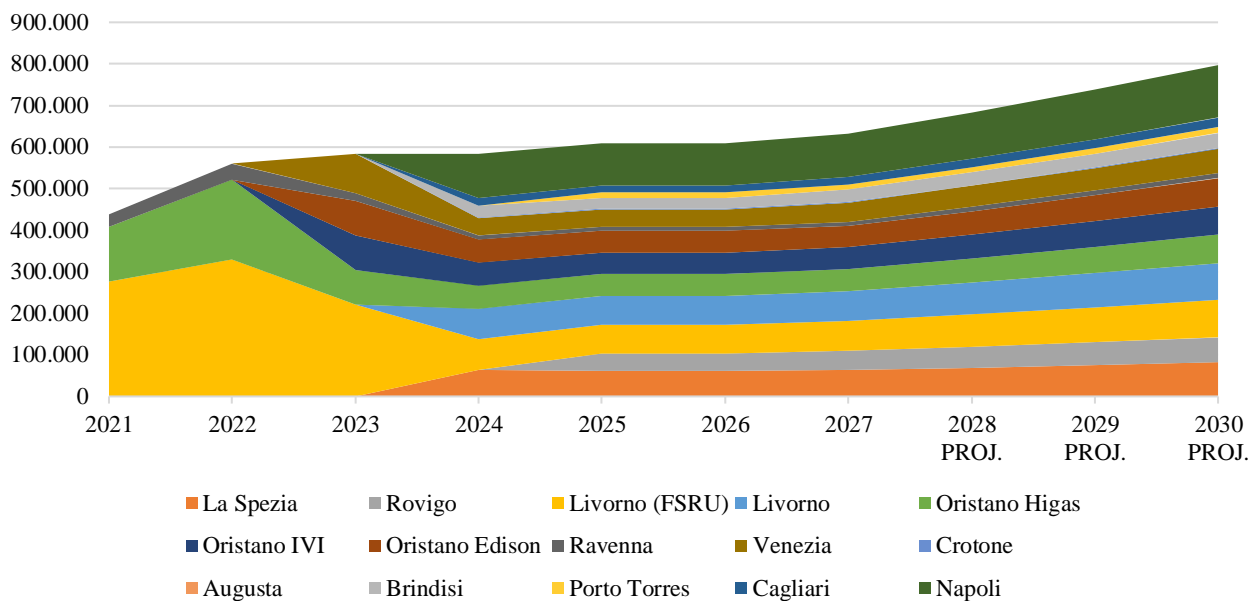
**HIGH SCENARIO**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 PROJ.	2029 PROJ.	2030 PROJ.
<b>ITA</b>										
La Spezia	0	0	0	65.034	62.103	62.103	64.027	86.817	117.729	159.659
Rovigo	0	0	0	0	41.947	41.947	46.719	62.730	84.286	113.318
Livorno (FSRU)	280.497	333.849	222.507	73.650	69.937	69.937	72.568	94.596	123.682	162.173
Livorno	0	0	0	73.650	69.937	69.937	72.568	94.596	123.682	162.173
Oristano Higas	132.347	192.332	83.519	55.624	52.474	52.474	52.474	71.297	96.874	131.628
Oristano IVI	0	0	83.519	55.624	52.474	52.474	52.474	71.297	96.874	131.628
Oristano Edison	0	0	83.519	55.624	52.474	52.474	52.474	71.297	96.874	131.628
Ravenna	31.439	40.862	19.842	10.667	10.009	10.009	10.058	13.501	18.142	24.399
Venezia	0	0	97.506	42.545	41.947	41.947	46.719	62.730	84.286	113.318
Cagliari	0	0	0	20.258	18.984	18.984	19.793	25.955	34.096	44.867
Napoli	0	0	0	108.291	102.332	102.332	106.638	133.706	168.166	212.183
Crotone	0	0	0	1.287	1.169	1.169	1.196	1.536	1.976	2.544
Augusta	0	0	0	0	305	305	305	393	507	654
Brindisi	0	0	0	28.155	27.156	27.156	29.431	37.574	48.124	61.832
Porto Torres	0	0	0	0	12.109	12.109	12.272	15.233	18.958	23.659
<b>SUBTOT</b>	<b>444.283</b>	<b>567.043</b>	<b>590.411</b>	<b>590.411</b>	<b>615.356</b>	<b>615.356</b>	<b>639.718</b>	<b>843.260</b>	<b>1.114.254</b>	<b>1.475.665</b>

Fonte: Ns. elaborazione.

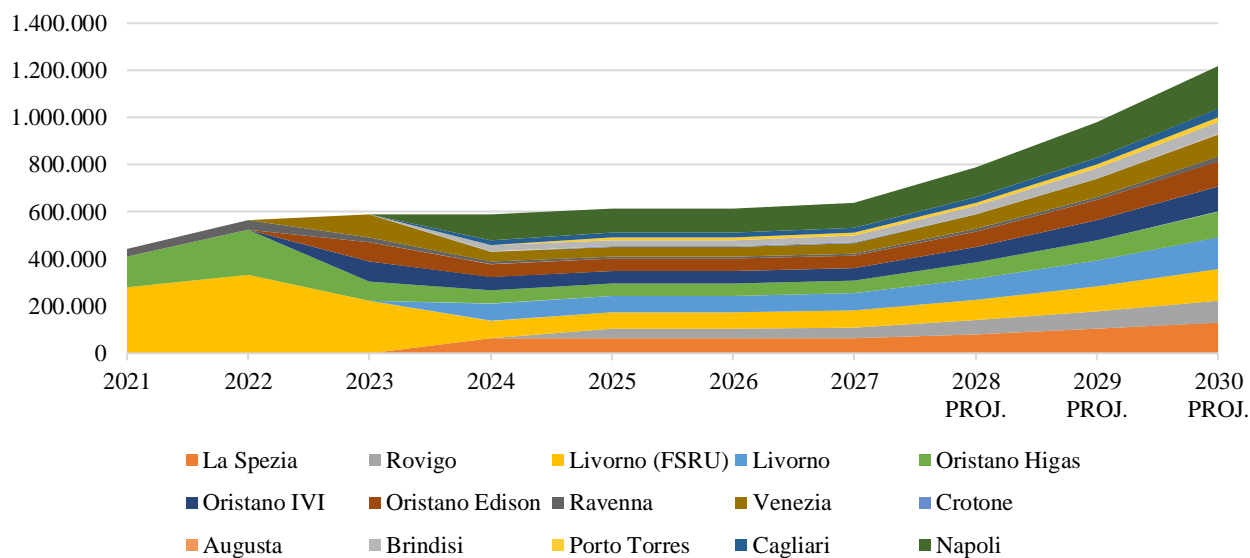


Figura 28. Distribuzione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL sui diversi porti Hub nazionali nello scenario "low growth" (dati in cbm)



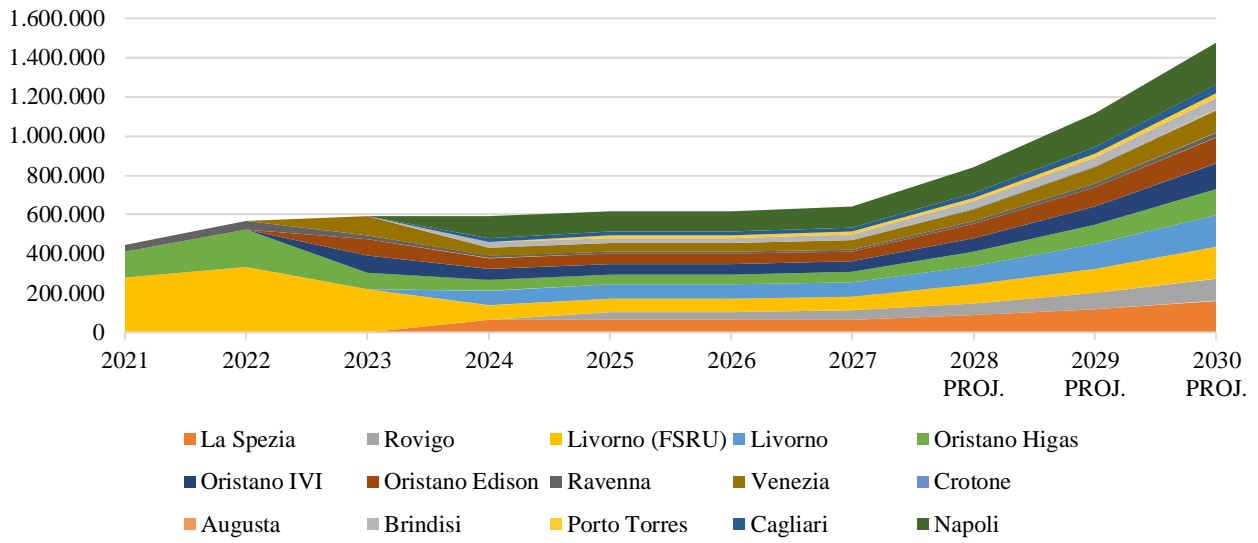
Fonte: Ns. elaborazione

Figura 29. Distribuzione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL sui diversi porti Hub nazionali nello scenario "base" (dati in cbm)



Fonte: Ns. elaborazione.

Figura 30. Distribuzione della domanda marittima di servizi di bunkering di GNL sui diversi porti Hub nazionali nello scenario "high growth" (dati in cbm)



Fonte: Ns. elaborazione.

### ***3.4. Verifica della capacità attuale e prospettica del sistema infrastrutturale nazionale di far fronte al livello atteso della domanda***

A seguito dell'analisi estimativa condotta sui livelli di domanda di servizi di bunkering rivolti a livello nazionale dalla flotta LNG propelled nel periodo temporale 2021-2030, in questa sezione del documento si procede a confrontare i livelli stimati di domanda di servizi di bunkering e storage di GNL in ambito marittimo portuale nei tre diversi scenari rispetto alla capacità annua di rifornimento che caratterizza i depositi SSLNG nazionali in fase di progettazione, autorizzazione e realizzazione. Detto confronto, funzionale a verificare la capacità del sistema nazionale di SSLNG di far fronte in prospettiva alla domanda di GNL proveniente dal comparto marittimo sotto il profilo quali-quantitativo è stata condotta con riferimento al periodo 2021-2030.

Dal momento che lo stesso sistema infrastrutturale per lo SSLNG dovrà soddisfare almeno in parte anche la domanda di GNL proveniente dal segmento terrestre (in particolare, tra gli altri si evidenzia il ruolo del segmento LNG-trucks, una più corretta stima in merito alla coerenza del sistema infrastrutturale attuale e prospettico rispetto alle esigenze espresse dal mercato nazionale, ha richiesto la realizzazione in questa sede, di un'analisi estimativa multi-scenario con riferimento allo stato attuale e all'andamento futuro della domanda nazionale di GNL proveniente dal mercato terrestre.

Più in particolare, in relazione all'analisi comparativa tra i livelli di domanda marittima nazionale di GNL e la capacità d'offerta di rifornimento bunkering del sistema marittimo-portuale nazionale, si sono dapprima verificati i dati di stima della domanda marittima nazionale individuati nel paragrafo 3.3. con i dati stimati dalle maggiori associazioni di categoria a livello di settore, riconosciute a livello internazionale, allo scopo di integrare l'approccio per scenari richiamato nelle precedenti sezioni. Sotto questo profilo, in particolare i dati di progetto, sono stati confrontati con le stime di domanda marittima di servizi di bunkering che interessano il sistema SSLNG nazionale calcolate nell'ambito dei progetti GAINN e COSTA. Trattasi di progetti finanziati dalla Commissione Europea per l'analisi del potenziale di diffusione del GNL nel Mediterraneo.

In particolare, nel progetto GAINN la domanda marittima di GNL nazionale è prevista a circa 300.000 m<sup>3</sup> per il 2020-2021. Nell'ambito del progetto COSTA, invece, sono presenti le stime di domanda marittima di servizi di bunkering e storage di GNL rilevanti per i porti nazionali relative all'anno 2025: in questo caso la domanda è stimata in circa 800.000 tonnellate (circa 1,76 Milioni m<sup>3</sup>) e per il 2030 in 1 milione di tonnellate (2,2 Milioni m<sup>3</sup>).

Tali valori di stima, invero, appaiono sensibilmente superiori rispetto a quelli presentati all'interno del presente report, per una serie di ragioni di seguito riportate:

1. La metodologia adottata in questo report appare molto più precisa e puntuale e si riferisce alla domanda certa di servizi di bunkering di GNL, ma al tempo stesso, come puntualmente nel paragrafo 3.3., detta metodologia di stima è molto più prudentiale di quelle usate nei progetti richiamati in quanto non include nel conteggio una parte di domanda potenziale che origina in relazione a LNG-propelled ships per le quali non si dispone di dati e informazioni di dettaglio. Pertanto possiamo asserire che la domanda marittima stimata nell'ambito del presente elaborato sia la "domanda minima", mentre i quantitativi espressi negli altri progetti richiamati risultano più vicini al concetto di domanda presumibile nel caso si verificassero specifiche condizioni di contesto indicate nei progetti richiamati.
2. Le stime dei progetti GAINN e COSTA sono state realizzate in un momento storico in cui non era ovviamente possibile prevedere gli eventi connessi alla pandemia Covid-19 e pertanto le relative stime risultano più elevate rispetto a quelle riportate nel paragrafo 3.3. del presente elaborato in quanto non considerano lo shift temporale nella crescita della domanda marittima di GNL conseguenti all'evento pandemico imprevedibile sopra richiamato.

Per completezza, pertanto i livelli di stima della domanda marittima dei progetti COSTA e GAINN, quali livelli di domanda di uno scenario aggiuntivo rispetto a quelli ipotizzati nel paragrafo 3.3., lo “scenario High plus”, come riportato nella Tabella 46.

Tabella 46. Scenari di domanda marittima di GNL (dati in migliaia di cbm)

	<b>Stime gruppo lavoro progetto IIC</b>			<b>Stime Progetti COSTA- GAINN</b>
	<b>Domanda Marittima Low scenario</b>	<b>Domanda marittima base Scenario</b>	<b>Domanda marittima High Scenario</b>	<b>Domanda marittima High Plus Scenario (Progetti Costa_Gainn)</b>
2021	437	441	444	300
2025	608	613	615	1.760
2030	797	1.218	1.475	2.220

Fonte: ns. elaborazioni

Inoltre, come anticipato, ai fini del corretto confronto tra la domanda e l’offerta di GNL a livello nazionale, si è reso necessario realizzare anche una stima per proxy in merito ai livelli di domanda terrestre di GNL per gli anni 2021, 2025 e 2030, che pur non costituendo oggetto specifico del progetto, appare indispensabile al fine di addivenire ad una valutazione affidabile in merito alla capacità del sistema di offerta nazionale di SSLNG di rispondere alla domanda nazionale marittima e terrestre complessivamente intesa.

A tal fine, pertanto, analogamente a quanto fatto in relazione alla domanda marittima di GNL, anche per la domanda terrestre si è proceduto attraverso l’applicazione del metodo analitico, mappando il numero di stazioni di rifornimento GNL attualmente esistenti a livello nazionale. Successivamente, la quantificazione della domanda attuale terrestre di GNL a livello nazionale e la stima dell’evoluzione futura della medesima è avvenuta applicando le seguenti ipotesi:

- ✓ Volumi di traffico relativi a ciascun punto vendita: 1.000 tonnellate di GNL (valore desumibile dalle stime Assogasliquidi, REF-4 e shipping watch, ved. Par. 2.6), nonché impiegati anche nell’ambito dello stesso progetto SIGNAL (prodotto tecnico T.1.3.2);
- ✓ Fattore di conversione di una tonnellata di GNL in m<sup>3</sup>: 2,2 m<sup>3</sup> per tonnellata di GNL;
- ✓ Identificazione di tre scenari (low-growth scenario, scenario base, high-growth scenario) applicando specifici tassi di crescita al mercato del GNL per la propulsione terrestre: rispettivamente, 5%, 7,5% e 10% annuo.

Pare appena il caso di evidenziare che i tassi di crescita impiegati nell’analisi degli scenari “low-base-high” siano alquanto prudenziali anche con riferimento allo scenario high-growth, in quanto i tassi in oggetto sono molto più contenuti sia dei tassi medi annui di crescita del mercato italiano terrestre del GNL sia dei CAGR del medesimo mercato nazionale.

Inoltre, come proceduto anche per il caso dell’operazione di stima della domanda marittima di GNL, si riportano in Tabella 47, oltre alle stime analitiche realizzate nel presente progetto anche le stime condotte all’interno del progetto Costa (scenario “High plus”). Anche in questo caso, i quantitativi stimati risultano superiori, in ragione della metodologia adottata. All’interno del progetto COSTA, infatti, il fabbisogno di GNL dei mezzi terrestri pesanti è stato calcolato dapprima individuando il parco mezzi nazionale, per poi moltiplicare la consistenza numerica della flotta terrestre alimentata a GNL per il dato sulla capacità media dei serbatoi di tali mezzi, circa 80 m<sup>3</sup>, assumendo perciò che i veicoli pesanti nazionali si riforniscano sul territorio e che le stazioni di rifornimento presentino una capacità annua in grado di rifornire i livelli di domanda attesi. Detta metodologia può soffrire degli effetti collegati a una sovrastima del peso dei mezzi LNG-propelled rispetto al totale e soprattutto dell’assunto dell’impiego dei mezzi in oggetto all’interno del solo territorio nazionale.

Tabella 47. Scenari di domanda terrestre di GNL (dati in migliaia di cbm)

	<b>Stime gruppo lavoro progetto IIC</b>			<b>Stime Progetti COSTA- GAINN</b>
	<b>Domanda Terrestre Low scenario</b>	<b>Domanda terrestre base Scenario</b>	<b>Domanda terrestre High Scenario</b>	<b>Domanda marittima High Plus Scenario (Progetti Costa_Gainn)</b>
2021	220	220	220	880
2025	267	293	322	2.750
2030	341	421	518	5.500

Fonte: ns. elaborazioni

Una volta individuati i diversi scenari della domanda (marittima e terrestre) nazionale di GNL per il periodo 2021-2030, si è successivamente proceduto a integrare i dati e le informazioni relative al sistema infrastrutturale nazionale per lo SSLNG attuale e prospettico, riportate nel paragrafo 1.1. allo scopo, anche in questo caso di identificare diversi scenari di implementazione e realizzazione delle infrastrutture e delle facilities mappate. Ciò ha condotto a identificare diversi scenari di capacità annua di rifornimento e bunkering di GNL da parte del sistema nazionale di SSLNG per gli anni 2021-2025-2030.

Dapprima, si è selezionato quale “scenario high” dell’offerta di capacità annua di stoccaggio dei depositi SSLNG nazionali, che ipotizza che tutti i depositi per lo storage e il bunkering di SSLNG attualmente in fase di progettazione, autorizzazione e realizzazione (secondo i dati forniti nel paragrafo 1.1) vengano completati ed entrino in funzione secondo le tempistiche di progetto dichiarate; ipotesi, questa, invero, piuttosto ottimistica. Successivamente si è proceduto a identificare due ulteriori ipotesi di scenario più prudenziali che considerino una capacità annua di erogazione di servizi di rifornimento di GNL più contenute in ragione dei possibili ritardi nelle fasi autorizzative e burocratiche o nelle fasi di costruzione delle facilities per lo storage e il bunkering di GNL mappate a livello nazionale o ancora il possibile diniego all’autorizzazione di alcuni dei medesimi impianti. Per tale motivo sono stati ipotizzati i seguenti due scenari (Tabella 48):

- ✓ Low scenario: tutti i progetti di deposito SSLNG in stato “planned” non autorizzati.
- ✓ Base scenario: 75% della capacità annua dei progetti di deposito SSLNG nazionali in stato “planned” non autorizzata.

Inoltre, ai fini della stima dei livelli di capacità annua dei depositi SSLNG nazionali, con riferimento all’anno 2030, si è ipotizzato, prudenzialmente, per i diversi scenari, l’assenza di ulteriori investimenti infrastrutturali nel quinquennio 2025-2030.

Tabella 48. Scenario low-base-high dell’offerta di capacità annua dei progetti di deposito SSLNG nazionali, dati in migliaia cbm

	<b>Low scenario GNL supply</b>	<b>Base scenario GNL supply</b>	<b>High scenario GNL supply</b>
2021	1.660	1.660	1.660
2025	1.660	3.690	7.780
2030	1.660	3.690	7.780

Fonte: Ns. elaborazione

In ragione dei calcoli sopra indicati, nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si riportano sia i tassi di utilizzo della capacità di stoccaggio e di rifornimento di GNL dei depositi costieri nazionali nel periodo 2021-2030 nei diversi scenari relativi al sistema d’offerta, sia i dati di stima della domanda marittima e terrestre di GNL che insiste sul sistema portuale nazionale, nei diversi scenari di mercato.

Figura 31. Ipotesi di scenari relativi a domanda di GNL e relativi servizi di offerta e tassi d'utilizzazione della capacità

	Scenario Low-Low	Scenario Low-base	Scenario Low-High
2021	40%	40%	40%
2025	53%	24%	11%
2030	69%	31%	15%
	Scenario Base-Low	Scenario Base-base	Scenario Base-High
2021	40%	40%	40%
2025	55%	25%	12%
2030	99%	44%	21%
	Scenario High-Low	Scenario High-base	Scenario High-High
2021	40%	40%	40%
2025	56%	25%	12%
2030	120%	54%	26%
	Scenario High Plus-Low	Scenario High Plus-base	Scenario High Plus-High
2021	71%	71%	71%
2025	272%	122%	58%
2030	465%	209%	99%

	Domanda GNL low scenario	Domanda GNL base scenario	Domanda GNL high scenario	Domanda GNL high plus scenario	Offerta GNL low scenario	Offerta GNL base scenario	Offerta GNL high scenario
2021	657	661	664	1.180	1.660	1.660	1.660
2025	875	906	937	4.510	1.660	3.690	7.780
2030	1.138	1.639	1.993	7.720	1.660	3.690	7.780

Fonte: Ns. elaborazione

All'interno del labeling (es. Scenario Low-Low) della figura, la prima dicitura si riferisce allo scenario di domanda, mentre la seconda allo scenario attinente al sistema infrastrutturale d'offerta. La figura pertanto, secondo una logica matriciale, consente di addivenire alla valutazione dell'adeguatezza del sistema infrastrutturale nazionale per lo SSLNG in diverse ipotesi di scenario di domanda e di offerta.

Dalle stime condotte, appare chiaro che i livelli di offerta di capacità in ambito marittimo portuale, ad oggi pianificata al 2021, 2025 e 2030, sembrerebbero in grado di coprire i fabbisogni qualitativi e quantitativi di servizi di bunkering di GNL che interessano i porti nazionali considerando gli scenari "Low-Base-High" della domanda, tuttavia in caso di scenario "low" del sistema di offerta appare evidente il forte rischio di raggiungere la saturazione degli impianti non solo nel caso in cui la domanda si collochi sui quantitativi previsti nello scenario "high-plus" (già a partire dal 2025) ma anche nello scenario "high" (a partire dal 2030). Inoltre, appare evidente come indicato in arancio nella Figura 31, nel caso in cui la domanda nazionale di GNL si allineasse nei prossimi anni allo scenario "High plus", si registrerebbero forti criticità infrastrutturali (in termini di inadeguatezza della capacità complessiva della rete d'offerta rispetto ai volumi richiesti dal mercato).

Appare perciò evidente come ad oggi il sistema nazionale d'offerta di capacità del GNL, nel caso di entrata sul mercato al 2021 dei depositi ad oggi in fase di costruzione, sia adeguato per far fronte ai fabbisogni nazionali della domanda di GNL del breve termine, mentre, considerando il medio e lungo termine il sistema rischia di essere sotto dimensionato rispetto alla richiesta di mercato di GNL, in particolar modo nel caso di livelli di domanda sostenuti (scenario High plus della domanda nazionale marittima e terrestre di GNL).

## **4. Studio dei protocolli elaborati o in corso di elaborazione funzionali a regolare il corretto svolgimento delle diverse operations per il bunkering di GNL in differenti configurazioni**

### **4.1. Introduzione.**

L'auspicata crescente disponibilità di GNL a livello nazionale ed internazionale, prevista dal piano di sviluppo delle infrastrutture e dettata dall'esigenza di ridurre le emissioni inquinanti del traffico navale, richiederà necessariamente la organizzazione di sistemi per il bunkering di GNL a livello nazionale ed internazionale, che dovranno a loro volta essere regolamentati per quanto riguarda le procedure di rifornimento, sia sotto gli aspetti normativi, sia sotto quelli tecnici.

Il presente elaborato si propone di identificare e studiare le linee guida ed i protocolli attualmente disponibili a livello nazionale ed internazionale in merito alla regolazione del corretto svolgimento delle operazioni di bunkering, allo scopo di identificare le best practices.

Più in particolare, poiché al momento della scrittura del documento, il primo protocollo redatto ed approvato in ambito nazionale risulta quello relativo alle operazioni di bunkering di GNL di tipo STS elaborato dalla Capitaneria del Porto commerciale della Spezia, nei prossimi paragrafi si analizzeranno i contenuti fondamentali del documento, individuandone gli aspetti più importanti e generali, trasferibili ad altri contesti nazionali e le eventuali criticità che potrebbero richiedere una modifica del protocollo allo scopo di essere adattato ad altre realtà operative. Tali concetti sono stati anche discussi in un incontro telematico tra il gruppo di lavoro e la Capitaneria del porto della Spezia, avvenuto in data 8 febbraio 2021, alla presenza dell'Ammiraglio Nicola Carlone e del Comandante Giovanni Stella, che hanno illustrato le peculiarità del Regolamento per il Bunkeraggio di GNL alle navi da passeggeri nel porto della Spezia. In aggiunta, è stato predisposto un questionario, specifico sul tema delle best practices e sulla trasferibilità del regolamento ad altri contesti nazionali, allo scopo di meglio identificarne le criticità.

Infine, nel presente elaborato si riporta l'analisi del caso studio relativo alla prima procedura operativa testata in un porto italiano sull'operazione di fuelling di GNL ad una nave ormeggiata in porto. Tale procedura, nata sulla scorta dell'istanza del terminal operator Roma Cruise terminal (RCT Srl), in merito alla richiesta di parte dell'armamento della MS Aida Perla (Carnival Corporation Inc.) di utilizzare durante la sosta in banchina GNL per alimentare il generatore elettrico attraverso la c.d. operazione di "fuelling", è avvenuta in fase di stazionamento, utilizzando il GNL per alimentare i servizi di bordo.

Seppur a livello nazionale non siano disponibili quadri normativi di riferimento o linee guida, il documento EMSA "Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations" fornisce utili indicazioni a supporto della scelta delle modalità di erogazione dei servizi di bunkering che le Autorità di Sistema Portuale o le amministrazioni locali intendano sviluppare. Tale documento, emanato nel gennaio 2018, definisce una serie di importanti indicazioni riguardanti gli aspetti fondamentali coinvolti nelle operazioni di bunkering di GNL, quali ad esempio gli aspetti ambientali, il quadro normativo generale a livello internazionale ed europeo, le diverse tipologie di bunkering che possono adottarsi a livello portuale, indicandone le peculiarità ed i limiti, la fattibilità ed il corretto iter autorizzativo del sistema di bunkering.

Trattandosi di linee guida, da adattarsi ai diversi contesti applicativi, il documento è stato redatto allo scopo di presentare carattere di ampia generalità, cercando di considerare molteplici scenari con l'intento di offrire indicazioni utili alla trasferibilità dei contenuti alle diverse realtà territoriali.

Una ampia sezione del documento è dedicata agli aspetti di Risk and Safety connessi all'impiego di GNL. Gli aspetti di rischio per la sicurezza del rifornimento di GNL e la "valutazione del rischio", infatti, sono argomenti largamente dibattuti, anche a causa della percezione del pericolo che l'opinione pubblica associa spesso alle



operazioni di stoccaggio, rifornimento e trasporto di GNL. È chiaro che il complesso contesto portuale, dove si ha l'interazione di diversi elementi e operatori, richiede che gli standard di sicurezza ed i regolamenti siano chiari e ben definiti, allo scopo di contenere ad un livello accettabile il rischio connesso ad un potenziale incidente durante le operazioni di trasporto o stoccaggio del GNL.

La definizione della sequenza delle operazioni e la progettazione di sistemi per il bunkering di GNL richiede pertanto un'adeguata comprensione degli aspetti di sicurezza del GNL, la corretta modellazione degli scenari di incidente e lo sviluppo di misure di salvaguardia per prevenire il rilascio di GNL, l'accensione e gli incendi. L'utilizzo di strumenti di valutazione del rischio risulta pertanto un utile supporto ad Autorità Portuali e Amministrazioni per la definizione degli aspetti legati alla sicurezza.

Come anticipato, la grande eterogeneità delle attività portuali e la conseguente presenza di contesti variegati all'interno delle aree portuali rende ancora più complessa la scelta delle aree più idonee per l'effettuazione delle operazioni di bunkering. Infatti, un aspetto fondamentale nella fase di valutazione del rischio connesso alle operazioni riguarda l'individuazione di una serie di zone peculiari, caratterizzate da fattori di sicurezza, ovvero le zone di pericolo (Hazardous zones) le zone di sicurezza (Safety zones) e le zone di controllo (Security zones).

La definizione di tali zone risulta non semplice, nel caso peculiare delle aree portuali, anche a causa del continuo sviluppo degli scenari all'interno del contesto operativo del porto, dovuto alla variazione degli operatori e delle attività ad essi correlate.

Un altro aspetto di grande rilevanza per l'individuazione delle aree idonee alla realizzazione del bunkering di GNL e alla relativa definizione delle procedure, connesso alle attività svolte nelle aree portuali, è quello relativo alla definizione delle SIMOPS, ovvero delle operazioni che possono o non possono essere eseguite simultaneamente a quelle di bunkering. È chiaro che l'esigenza degli operatori portuali è quella di poter disporre degli spazi a loro destinati e di potervi accedervi ed operare con la massima flessibilità. D'altra parte, le operazioni di bunkering, e gli aspetti di sicurezza ad esse connessi, comportano necessariamente la limitazione di talune attività e, a seconda della posizione dell'area individuata per le operazioni di bunkering di GNL, la limitazione del traffico marittimo.

La valutazione delle operazioni simultanee consentite, ovvero di quelle operazioni che non alterano il quadro di sicurezza definito per il corretto processo di rifornimento di GNL, risulta pertanto una tematica di grande rilevanza, poiché comporta la limitazione (temporanea) delle operazioni che gli operatori possono effettuare. Risulta chiaro che una comunicazione trasparente ed una corretta informazione agli operatori risulta un elemento chiave per la corretta pianificazione delle attività portuali.

Le Autorità di Sistema Portuale e le amministrazioni locali che intendono offrire servizi di bunkering di GNL devono pertanto operare all'interno del complesso contesto qui sinteticamente riportato e devono correttamente definire protocolli in grado di regolare il corretto funzionamento delle operations.

#### 4.2. Descrizione del documento “Regolamento per il Bunkeraggio di GNL alle navi da passeggeri nel porto della Spezia”.

Il documento, approvato in data 13/11/2020, è composto da 22 Articoli e 4 Allegati, organizzati in 3 Titoli. Allo scopo di inquadrare gli argomenti trattati nel documento, nel seguito se ne riporta il sommario.

<b>TITOLO I: GENERALITÀ</b>		
	<i>Articolo 1</i>	Campo di applicazione
	<i>Articolo 2</i>	Definizioni
	<i>Articolo 3</i>	Operazioni di rifornimento di GNL
	<i>Articolo 4</i>	Società autorizzate al rifornimento
	<i>Articolo 5</i>	Requisiti della nave rifornitrice (bettolina)
	<i>Articolo 6</i>	Requisiti della nave da rifornire
	<i>Articolo 7</i>	Valutazione del rischio
	<i>Articolo 8</i>	Individuazione operazioni simultanee ammesse (SIMOPS)
<b>TITOLO II: NORME DI CARATTERE GENERALE PER LO SVOLGIMENTO DELLE OPERAZIONI DI BUNKERAGGIO DI GNL</b>		
	<i>Articolo 9</i>	Autorizzazioni
	<i>Articolo 10</i>	Ruoli e responsabilità durante le operazioni di bunkeraggio di GNL
	<i>Articolo 11</i>	Compiti e qualifiche del personale marittimo coinvolto nelle operazioni di bunkeraggio di GNL
	<i>Articolo 12</i>	Fase preventiva delle operazioni di bunkeraggio di GNL
	<i>Articolo 13</i>	Condizioni per effettuare le operazioni di bunkeraggio di GNL
	<i>Articolo 14</i>	Limitazioni traffico navale durante le operazioni di bunkeraggio
	<i>Articolo 15</i>	Cautele da adottarsi nelle zone di sicurezza
	<i>Articolo 16</i>	Prescrizioni di sicurezza durante le operazioni di bunkeraggio di GNL
	<i>Articolo 17</i>	Linee e manichette contenenti GNL
	<i>Articolo 18</i>	Gestione del gas di ebollizione (boil off) nelle cisterne di contenimento del GNL
	<i>Articolo 19</i>	Emissioni in atmosfera
<b>TITOLO III: PROCEDURE DI EMERGENZA E STAZIONAMENTO IN PORTO</b>		
	<i>Articolo 20</i>	Dispositivi di protezione individuale da impiegare durante le operazioni di bunkeraggio di GNL
	<i>Articolo 21</i>	Procedure di emergenza
	<i>Articolo 22</i>	Stazionamento in porto della nave rifornitrice
<b>ALLEGATI</b>		
	<i>Allegato A</i>	Linea guida per la valutazione del rischio nelle operazioni di bunkeraggio Ship-to-Ship
	<i>Allegato B</i>	Modulo di Richiesta di autorizzazione bunkeraggio GNL a mezzo nave (bettolina)
	<i>Allegato C</i>	Modulo di autorizzazione alle operazioni di bunkeraggio
	<i>Allegato D</i>	GNL bunker checklist

Come anticipato, si tratta del primo documento in Italia con lo scopo di regolamentare le operazioni di bunkering di GNL con metodo STS, in assenza, come ricordato, di linee guida nazionali. In particolare, il regolamento si prefigge lo scopo di identificare norme e procedure operative in grado di garantire i più alti standard di safety e security durante le operazioni di rifornimento nel porto della Spezia.

La modalità di rifornimento scelta è di tipo Ship-to-Ship, non essendo consentito il rifornimento con autobotte (scelta anche legata ai limitati quantitativi di GNL trasportabili da una singola unità di tali mezzi) e non esistendo una linea fissa di trasferimento di GNL.

Come è facile dedurre da una lettura degli argomenti trattati negli articoli, il regolamento tratta una serie di tematiche chiave; alcune di queste assumono carattere di tipo generale e pertanto si ritiene possano essere trasferite senza particolari difficoltà ad altri contesti portuali in ambito nazionale. Altre sono invece di carattere più specifico, perché riferite al contesto operativo del porto della Spezia. Queste ultime dovranno pertanto necessariamente subire delle modifiche per poter essere trasferite ad altri contesti. Nel seguito del documento si cercherà di distinguere tra norme di carattere generale e norme specifiche, cercando di interpretare e riassumere i principi secondo il quale il regolamento è stato redatto.

### ***4.3. Norme e principi di carattere generale.***

Dopo le definizioni generali, necessarie alla corretta interpretazione della norma e richiamando, per quanto non espressamente riportato, alle definizioni richiamate nelle EMSA "Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations" del 31 gennaio 2018, il regolamento identifica i requisiti di sicurezza necessari affinché la nave rifornitrice (bettolina) e quella rifornita possano operare in sicurezza durante le operazioni di bunkering.

Per poter essere autorizzata a svolgere operazioni di bunkeraggio di GNL la società armatrice della nave rifornitrice deve dimostrare che la bettolina è stata progettata, costruita e certificata in conformità al Codice IGC, ed essere idonea a realizzare le operazioni di bunkering ed alla navigazione marittima senza restrizioni operative, che le impediscano di uscire in mare in caso di necessità. Si specificano inoltre i certificati che sia il personale marittimo responsabile di specifici compiti di sicurezza relativi alla cura, all'utilizzo di gas quale combustibile di bordo ovvero per interventi nei casi di emergenza sia il Comandante, gli ufficiali di macchina e chiunque altro abbia diretta responsabilità per la cura e l'utilizzo dei gas come combustibile e dei relativi sistemi di bunkeraggio debbono necessariamente possedere.

Particolare importanza riveste lo studio di compatibilità delle operazioni di bunkeraggio che consenta la determinazione della possibilità di effettuare operazioni di bunkeraggio con la nave da rifornire, da includere nel documento di valutazione del rischio.

Per quanto riguarda la nave da rifornire, è necessario che sia progettata e certificata in conformità al Codice IGF e che sia provvista di un certificato di sicurezza nave da passeggeri rilasciato ai sensi della Convenzione SOLAS. Per quanto attiene il personale di bordo, è necessario che abbia ricevuto appropriata e specifica familiarizzazione alla nave e alle sue caratteristiche, attrezzature, installazioni, equipaggiamenti e alle procedure pertinenti e rilevanti, in relazione ai loro compiti e responsabilità in condizioni normali e di emergenza come specificato (Regola V/3.3 della Convenzione STCW) e che il personale responsabile di specifici compiti di sicurezza relativi alla cura, all'utilizzo di gas quale combustibile di bordo ovvero per interventi nei casi di emergenza sia in possesso del certificato di addestramento di base per poter prestare servizio a bordo (Regola V/3.6 della Convenzione STCW). Infine, il Comandante, gli ufficiali di macchina e chiunque altro abbia diretta responsabilità per la cura e l'utilizzo dei gas come combustibile e dei relativi sistemi di bunkeraggio, devono essere in possesso di un certificato di addestramento avanzato per poter prestare servizio a bordo, in accordo alle disposizioni di cui Regola V/3.7 della Convenzione STCW. In maniera duale a quanto previsto per la bettolina, anche per la nave rifornita, è necessario disporre di uno studio di compatibilità delle operazioni di bunkeraggio, da includere nel documento di valutazione del rischio.

Proprio il documento di valutazione del rischio, e ovviamente la fase di analisi che lo precede, rivestono aspetto di particolare importanza per la corretta valutazione dell'autorizzazione alla procedura di bunkering. Tale fase

deve essere realizzata attraverso modelli riconosciuti e validati e deve essere condotta in conformità a quanto previsto negli Standard ISO 18683:2015 e ISO 20519:2017, e strutturata come previsto nella ISO 31000:2018.

Il regolamento del porto commerciale della Spezia sancisce inoltre gli aspetti minimi che dovranno essere presi in considerazione per la valutazione del rischio, indicando, a titolo di esempio, le fasi (incluse quelle di preparazione e di disconnessione), le modalità del rifornimento, l'individuazione delle zone di pericolosità, di sicurezza e di monitoraggio e la valutazione delle SIMOPS.

La valutazione del rischio deve avvalersi di metodologie avanzate per la simulazione degli scenari (metodi CFD) e di modelli complessi per la valutazione del pericolo (HaziD), l'analisi di pericolo e operabilità (HazOP) e l'analisi dei modi e degli effetti dei guasti (FMEA), mentre le probabilità di guasto e le probabilità di occorrenza degli scenari incidentali dovranno rispettivamente essere valutate con analisi ad alberi di guasto (FTA) e ad alberi degli eventi (ETA). Utili indicazioni alla definizione dei contenuti del documento di analisi del rischio sono contenute in un apposito allegato del regolamento.

Lo scopo finale dell'analisi di rischio quello di dimostrare che il rischio finale complessivo è accettabile. Tale valutazione deve essere inoltrata ad un Organismo Riconosciuto dall'Amministrazione italiana. Per tutela della sicurezza, l'organismo di controllo dovrà essere necessariamente diverso da quello che ha prodotto l'analisi di rischio, seppur anch'esso debba essere riconosciuto dall'Amministrazione italiana.

Nell'analisi del rischio, la valutazione delle operazioni simultanee dovrà essere effettuata utilizzando non solo il metodo qualitativo (QualRA - qualitative risk assessment) ma anche un approccio quantitativo (QRA - quantitative risk assessment).

Anche l'autorizzazione delle operazioni simultanee è vincolata dall'esito della valutazione del rischio, che deve tenere conto di concomitanza con altre attività, indicate nel regolamento, e con qualsiasi altra operazione con potenziale interazione con il sistema o le operazioni di rifornimento di GNL.

Per poter ricevere l'autorizzazione a compiere operazioni simultanee da parte della Capitaneria di porto, è necessario, oltre al fornire l'analisi di valutazione del rischio, la compilazione di appositi moduli e checklist, previsti dal regolamento debitamente firmate dalle persone incaricate della responsabilità delle operazioni di rifornimento, indicate con l'acronimo PIR.

L'individuazione di tali figure e dei relativi ruoli di responsabilità è un altro punto fondamentale per il corretto espletamento delle procedure previste dal regolamento in esame. I PIR sono identificati negli Ufficiali incaricati dai rispettivi Comandi di bordo della bettolina e della nave da rifornire in possesso di adeguata certificazione, formazione ed addestramento correlati all'impiego del GNL.

Il loro compito, oltre quello di mantenere il contatto diretto e continuo con il Comandante ed il personale tecnico di bordo della bettolina e della nave da rifornire, è quello di garantire che le operazioni di bunkeraggio si svolgano in assoluta sicurezza. Nel regolamento emanato dalla Capitaneria del Porto commerciale della Spezia, sono riportati i compiti fondamentali dei PIR, che svolgono una funzione di coordinamento e di supervisione alla sicurezza ed al corretto funzionamento delle operazioni in tutte le fasi del rifornimento, comprese la sua pianificazione, la preparazione, l'effettivo rifornimento ed il termine dell'operazione.

Un aspetto importante riguarda il carattere di esclusività e di continuità del ruolo di vigilanza delle diverse fasi a carico del personale responsabile di seguire le operazioni di bunkeraggio e la verifica della check list, anch'essa predisposta come allegato al regolamento.

#### ***4.4. Norme di carattere specifico, valide per il contesto del porto della Spezia.***

Il regolamento in esame è specifico per il porto commerciale della Spezia, e pertanto, come precedentemente evidenziato, presenta alcuni caratteri peculiari, specifici per il porto in esame. A titolo di esempio, la zona più idonea per le operazioni di rifornimento è specificatamente identificata nel “primo bacino del porto commerciale della Spezia - ricompreso negli specchi acquei delimitati dalla Calata Paita, Calata Malaspina e Molo Garibaldi”. Tale area è stata identificata come quella più idonea a seguito di un’analisi che ha tenuto conto sia di aspetti legati alla valutazione del rischio, sia ad aspetti orientati a ridurre le limitazioni della operabilità del porto commerciale. È infatti da ricordare che l’operazione di bunkering di GNL richiede l’attenta valutazione delle attività simultanee consentite (determinata dall’esito dell’analisi del rischio che l’effettuazione combinata delle operazioni comporta) e delle limitazioni da imporre al traffico marittimo in prossimità della zona di rifornimento.

In funzione della dimensione della nave da rifornire ed anche del quantitativo di GNL da trasferire durante il rifornimento, infatti, le operazioni di bunkering richiedono un tempo totale che può risultare considerevole (tenute in conto anche le tempistiche necessarie alle fasi di preparazione e termine del rifornimento stesso), in alcuni casi difficilmente compatibile con il normale funzionamento delle altre attività del porto commerciale. A titolo di esempio, il rifornimento di una nave Cruise di grandi dimensioni richiede orientativamente circa 8-10 ore.

Sarebbe pertanto di difficile applicazione la sospensione delle attività e del traffico marittimo per un periodo di tempo così elevato. È necessario anche considerare che le attuali operazioni di bunkering sono limitate a causa della attuale limitata domanda di GNL. In ottica prospettica, con l’incremento delle unità propulsive navali alimentate a GNL, è facile intuire che le operazioni di bunkering saranno più frequenti e più numerose. Non trattandosi di un evento sporadico, ma di una operazione frequente, sarà necessario che il luogo identificato per l’effettuazione delle operazioni di bunkering consenta una ridotta se non nulla alterazione delle altre attività portuali.

Un aspetto strettamente legato a quello dell’identificazione dell’area portuale più idonea per effettuare il bunkering è quello legato alle SIMOPS. Nel regolamento del porto commerciale del porto della Spezia, le attività simultanee previste sono chiaramente indicate in una tabella riassuntiva, illustrando per ognuna delle operazioni la compatibilità con l’imbarco GNL da bettolina (Condizionato, Non consentito o Condizionato) e le eventuali condizioni alle quali l’ammissibilità dell’operazione è sottoposta.

La possibilità, da parte della Capitaneria di porto, di ammettere tali operazioni, è conseguenza dell’analisi di valutazione del rischio ad esse associato, e che il fattore di rischio, a sua volta, dipenda dalla tipologia delle operazioni.

Altri aspetti peculiari del regolamento, contestualizzati al porto della Spezia, riguardano le condizioni meteorologiche e di interazione tra le navi idonee per effettuare le operazioni di bunkeraggio. È chiaro, infatti, che la determinazione delle condizioni meteorologiche che non implicino pregiudizio delle condizioni di sicurezza durante il rifornimento siano dettate in gran parte dall’esito dell’analisi del rischio, specifica per l’area identificata per le operazioni di bunkeraggio. Tuttavia, in caso ad esempio di fenomeni temporaleschi (e pertanto con alta probabilità che si verifichino fulmini, possibile causa di innesco), di vento eccessivo, visibilità ridotta o escursioni del mare eccezionali, le operazioni non potranno comunque aver luogo. Per il caso in esame, inoltre, le operazioni di bunkering sono consentite solamente durante le ore diurne. Per quanto attiene alle condizioni di interazione tra nave da rifornire e bettolina, è necessario che i distanziatori di collegamento non abbiano problemi di galleggiabilità o stabilità e che entrambe le navi non abbiano in atto riparazione o verifiche in grado di limitare o pregiudicare l’utilizzo dei motori di propulsione o dei sistemi di sicurezza.

Per quanto attiene alle limitazioni di traffico, per il caso specifico del porto della Spezia, le operazioni di bunkeraggio sono consentite previa interdizione dei movimenti nave all'interno del primo bacino e nelle aree limitrofe, individuando comunque un'area di raggio pari a 100 metri (ampliabile, a discrezione della Capitaneria di porto, in funzione di condizioni con potenziali ricadute sulla sicurezza) lato mare, centrato sul punto di interfaccia tra bettolina e nave rifornita, di interdizione alla navigazione durante le operazioni di rifornimento. Sono escluse da tale interdizione le unità navali della Guardia Costiera, delle Forze di Polizia, dei Vigili del Fuoco e degli altri Enti dello Stato, in ragione dei rispettivi uffici. Le operazioni di vigilanza alle limitazioni di traffico navale sono demandate al Comandante della bettolina.

Infine, il regolamento individua anche l'area più idonea per lo stazionamento di una bettolina senza svolgere operazioni di bunkeraggio, stabilendo i requisiti e la documentazione necessaria ad assicurare le condizioni di sicurezza dello stazionamento.

#### ***4.5. Caso studio: Civitavecchia – AIDA Perla – procedura Truck-to-ship.***

Il caso Studio in oggetto rappresenta la prima procedura operativa testata in un porto italiano sull'operazione di fuelling di GNL ad una nave ormeggiata in porto.

La procedura di prova è nata sulla scorta dell'istanza del terminal operator Roma Cruise terminal (RCT Srl), in merito alla richiesta di parte dell'armamento della MS Aida Perla (Carnival Corporation Inc.) di utilizzare durante la sosta in banchina GNL per alimentare il generatore elettrico attraverso la c.d. operazione di "fuelling". Si noti che l'operazione è avvenuta in fase di stazionamento, utilizzando il GNL per alimentare i servizi di bordo e non per la propulsione.

##### ***4.5.1. Caratteristiche principali dell'operazione di fuelling GNL.***

L'operazione in oggetto ha previsto il posizionamento sottobordo di un'autocisterna criogenica opportunamente modificata, in cui è contenuto il GNL necessario alla nave, in considerazione del fatto che la MS non è provvista di serbatoi criogenici di bordo all'interno dei quali stoccare il GNL. È stato dunque necessario posizionare un serbatoio criogenico "off-ship" in banchina, da cui prelevare il GNL necessario al funzionamento del generatore MaK M46DF di bordo.

Durante ogni operazione è stata stimata un'erogazione di circa 20 m<sup>3</sup> di GNL, attinti da una cisterna avente una capacità complessiva di circa 40 m<sup>3</sup> (considerando una densità di circa 0,42ton/ m<sup>3</sup>, durante ogni sosta vengono erogati alla nave circa 8,4 tonnellate di GNL).

La procedura operativa prevedeva che la cisterna criogenica fosse collegata al sistema di alimentazione del generatore di bordo circa 60 minuti dopo l'attracco della nave, e che tale collegamento venisse interrotto circa 60 minuti dalla partenza della stessa. Nel caso specifico, considerato che la nave era prevista attraccare per le ore 08:00 e salpare per le ore 19:00, il suddetto quantitativo veniva erogato in circa 9 ore.

Le operazioni di fuelling della MS sono state previste presso la banchina 12 bis nord e la banchina 13 Nord.

Nel caso di Civitavecchia è stato redatto uno studio specificamente per la banchina prescelta e la MS Aida Perla, per lo scenario di rischio incidentale sulla base della norma ISO e dello studio DNV. Lo studio, certificato dal registro di classifica della MS, è stato fatto sulla base delle specificità locali di Civitavecchia, e ha incluso l'analisi delle operazioni simultanee (SIMOPS).

L'area destinata dalle operazioni di fuelling è stata determinata, in base alla sopracitata specifica analisi del rischio, in un rettangolo avente dimensioni di 10 metri per 24 metri che deve essere adeguatamente protetto

con barriere fisiche per evitare l'ingresso nell'area di personale non autorizzato. Le analisi di rischio hanno confermato che i possibili scenari incidentali sono confinati all'interno della piazzola di fuelling<sup>19</sup>.

L'analisi del rischio ha identificato l'altezza massima dal piano di calpestio che risulterebbe essere interessata da eventuali scenari incidentali, determinata in mm.1.275 al di sopra della generatrice superiore della cisterna criogenica, circa 5 metri dal piano di calpestio.

Riguardo la suddetta zona di interdizione, si noti che a Civitavecchia erano già presenti new jersey e protezioni per rischio terrorismo, alle quali sono state affiancate ulteriori recinzioni a lato dell'autobotte GNL.

#### *4.5.2. Procedure di bunkering e requisiti.*

La MS Aida Perla è dotata di un sistema di rilevazione automatico di eventuali dispersioni di GNL basato sulla misurazione differenziale della pressione del condotto. Tale sistema di rilevazione attiva in maniera automatica i dispositivi di intercettazione e interruzione del flusso di GNL nel limite massimo di 5 secondi; tale sistema è altresì attivabile in maniera manuale. Inoltre, tutti i presidi antincendio (lama d'acqua, schiuma, manichette) sono basati a bordo della nave, ad eccezione di un estintore carrellabile a polvere da 50 kg.

I suddetti presidi antincendio sono gestiti da 5 squadre antincendio (c.d. Fire Team) presenti a bordo della nave (ciascuna composta da 5 membri dell'equipaggio). Il Fire Team viene attivato in caso di necessità, e può intervenire presso la piazzola di fuelling (o la sala macchine) in un tempo stimato in circa 7 minuti.

Durante l'intera durata delle operazioni è stato previsto essere presente sui luoghi interessati dalle operazioni:

- ✓ la Ship Security Officer (piazzola e sala macchine);
- ✓ l'autista dell'autocisterna criogenica (piazzola);
- ✓ il foreman deputato alle operazioni portuali (piazzola).

Tutti i foreman del terminal operator hanno frequentato corsi antincendio, e durante le operazioni di fuelling, si occupano di supervisionare anche il carico di provviste e lo scarico dei rifiuti di bordo.

Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche delle autocisterne utilizzate per le operazioni di fuelling, queste sono state modificate in base ad indicazioni di Carnival al fine di consentire un'attuazione pneumatica delle valvole di sicurezza installate sull'autocisterna.

La procedura di distacco in emergenza della connessione terra-nave è codificata ed approvata dal registro di classifica della MS (DNV-GI).

#### Prescrizioni per la cisterna e operazioni di allaccio:

- ✓ L'arrivo del camion cisterna deve essere comunicato con congruo anticipo al gate.
- ✓ Al conduttore del mezzo cisterna è prescritto di seguire l'auto di scorta e rispettare il limite di velocità per posizionarsi nella piazzola riservata e protetta su tre lati del suo perimetro.
- ✓ Il gate contatta il Security presente sottobordo informandolo preventivamente dell'arrivo del mezzo.
- ✓ Il Security regolerà i movimenti finali della cisterna fino al punto di rifornimento.
- ✓ Preposti e personale operativo verificheranno preventivamente l'assetto della piazzola di parcheggio della cisterna e l'installazione dei presidi mobili antincendio e controlleranno per tutto il periodo del rifornimento
- ✓ Le operazioni di allaccio (tubazioni, manichette speciali) sono eseguite dal conduttore del mezzo cisterna coadiuvato dal personale di bordo.

---

<sup>19</sup> a seguito di una prima preliminare simulazione era stata proposta un'estensione della safety zone a 20x40m



#### Ulteriori prescrizioni di carattere generale:

- ✓ Il doppio scarico simultaneo GNL bunker non è permesso.
- ✓ Tutte le operazioni che interferiscono con la zona di sicurezza della nave GNL o del camion cisterna sono interdette.
- ✓ I passeggeri devono essere informati quando le operazioni di trasferimento di GNL sono in corso e dovrà essere prevista la limitazione di accesso ai ponti esposti sul lato dove è in corso il trasferimento di GNL.
- ✓ Come ulteriore misura precauzionale, al fine di evitare inneschi accentali, è stato previsto che tutti i veicoli e simili che transitano nei pressi della piazzola siano muniti di dispositivi anti-scintilla.

Sono state inoltre determinate le **condizioni meteo-marine limite**, oltrepassate le quali risulta necessario interrompere le operazioni di fuelling, sulla base dell'esperienza della nave gemella Aida Prima, in esito ai quali le operazioni di fuelling vengono interrotte, o non attivate, qualora le condizioni anemometriche superino i 25 nodi.

Il terminal operator ha dovuto redigere un apposito **PIANO DI EMERGENZA ED EVACUAZIONE** (PEE) per la MS Aida Perla per le operazioni di GNL fuelling sulla banchina 12 bis nord e banchina 13, prevedendo specifiche disposizioni su:

- ✓ Norme di comportamento per tutto il personale;
- ✓ Compiti dell'incaricato di fabbricato o di area per l'emergenza;
- ✓ Personale turnista o di vigilanza;
- ✓ Norme generali prevenzione;
- ✓ Modulo di registrazione degli stati di emergenza.

Il PEE ha identificato nel Direttore Generale del terminal operator la figura responsabile del controllo dell'attuazione delle misure di prevenzione individuate, coadiuvato dal Direttore Operativo, dal PFSO e dai Preposti di turno.

#### *4.5.3. Checklist-Procedure truck-to-ship.*

È stata redatta una apposita check-list relativa alle operazioni di fuelling, sulla base degli standard di riferimento internazionali (IAPH)<sup>20</sup> opportunamente mutuati per lo specifico caso truck-to-ship di Civitavecchia e della MS Aida Perla. La Conferenza dei Servizi ha richiesto che, per ogni operazione, la stessa debba essere sottoscritta per accettazione delle relative responsabilità dal:

- ✓ delegato del comando nave alle operazioni di fuelling;
- ✓ dall'autista dell'autocisterna criogenica;
- ✓ dal foreman del terminal operator incaricato di sovrintendere alle operazioni.

La Tabella 49 individua le principali prescrizioni della check-list da osservare sia per la nave sia per l'autocisterna.

---

<sup>20</sup> Associazione Internazionale dei Porti e Approdi (IAPH) che ha presentato le sue linee guida per la gestione sicura di navi alimentate a GNL nei terminal portuali. Le nuove linee guida dell'IAPH mirano a dotare le autorità portuali degli strumenti necessari per organizzare in sicurezza il bunkeraggio nei loro porti, che sempre di più ricevono chiamate da navi di nuova costruzione alimentate a GNL e/o navi che sono state convertite a GNL.

Tabella 49. Principali prescrizioni della checklist per la procedura truck-to-ship.

IAPH n.	Tipo di controllo
<b>1(5)</b>	I requisiti delle competenti autorità locali sono osservati
<b>2(3)</b>	Le competenti autorità locali sono state notificate sull'avvio delle operazioni di rifornimento GNL in conformità alle prescrizioni locali
<b>3(1)</b>	Le competenti autorità locali hanno autorizzato le procedure di rifornimento GNL per l'ora e nel luogo specifico
<b>4 (6)</b>	I requisiti del terminal sono rispettati
<b>5 (4)</b>	Il terminal è stato notificato sull'avvio delle operazioni di rifornimento GNL in conformità alle prescrizioni del terminal stesso
<b>6 (2)</b>	Il terminal ha autorizzato le procedure di rifornimento GNL per l'ora e nel luogo specifico
<b>7 (8)</b>	Il luogo del rifornimento GNL è reso accessibile per l'autocisterna e il peso totale complessivo dell'autocisterna non supera i limiti di peso consentiti dalla banchina
<b>8 (9)</b>	L'operazione di rifornimento è adeguatamente illuminata
<b>9 (14)</b>	I regolamenti riferiti alle possibilità di innesco sono osservati sia a bordo nave sia lato banchina
<b>10 (15)</b>	Tutti i dispositivi antiincendio sono disponibili per l'uso immediato

Fonte: Ns. elaborazione sulla base della procedura tipo IAPH e riferita nel Case Study Aida Perla

#### 4.5.4. Risultanze.

Il Caso Studio ha consentito, in ultima analisi, di identificare i principali step e i documenti necessari da predisporre per l'ottenimento di un'ordinanza che consentisse il rifornimento di GNL in porto alla nave, riassunti nei seguenti punti:

1. Apposita istanza da parte del terminal operator con la quale viene richiesto, in principio di equivalenza<sup>21</sup>, la possibilità di utilizzare il GNL durante la sosta in porto, da sottoporre all'Autorità Marittima cui devono essere allegati alcuni dei documenti tecnici:
  - la regola tecnica ISO;
  - la specifica e lo studio per la nave e la banchina, attraverso specifica "Safety analysis" condotta per il sistema GNL/GN;
  - la check-list delle operazioni sottoscritta da: delegato del comando nave, truck driver e foreman del terminale;
  - lo studio sulla separazione della viabilità (passeggeri, mezzi di servizio e truck GNL).
2. Ulteriore documentazione necessaria:
  - i certificati dei contenitori per il trasporto del gas;
  - i certificati dei rimorchi per il trasporto dei contenitori di cui sopra;
  - le procedure e gli equipaggiamenti utilizzati per il trasferimento del gas dal "truck-container" alla nave;

<sup>21</sup> ai sensi della Regola 5 Cap. I SOLAS 74 come emendata e dell'articolo 8 del DPR 435/91

- una nota del registro di classifica che attesti che il sistema GNL plug-in per la nave è stato progettato e approvato in base alla risoluzione IMO MSC.285 (86) ed alle “Guideline for the use of gas as fuel for ships”;
  - il certificato del motore dual fuel della nave;
  - il certificato della caldaia ausiliaria dual fuel;
  - nota con la quale il registro di classifica attesti il principio di equivalenza<sup>22</sup> ;
  - nota con la quale il registro di classifica attesti che l’operazione di fornitura di GNL in porto è sicura per i passeggeri, l’equipaggio e la nave.
3. Creazione di apposito tavolo tecnico sullo svolgimento delle operazioni, tramite la convocazione di apposite Conferenze dei Servizi.
  4. Redazione delle prescrizioni per l’utilizzo del GNL durante la sosta in porto e redazione di un piano di sicurezza da parte del *terminal operator*.
  5. Eventuale prova e simulazione di un’operazione e modifica delle prescrizioni.
  6. Rilascio di un’ordinanza ad hoc da parte dell’Autorità Marittima.

Il primo documento (sub a)) fa riferimento alla norma tecnica ISO 18683 (“*Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships*”), che nelle more dell’adozione di linee guida comuni effettive, era stata utilizzata come norma tecnica di riferimento (sia nei porti del nord sia negli altri porti del Mediterraneo) per le operazioni GNL, compreso il truck-to-ship. La norma in questione definisce 2 zone:

- 1) una safety zone (che si riferisce allo scenario incidentale);
- 2) una zona di security.

Nella prima zona, lo scenario è critico e l’accesso deve essere ristretto o interdetto. Nella seconda (assimilabile alla zona di rispetto) si prevede la messa in atto di una serie di misure per prevenire rischi o malfunzionamenti e le attività devono essere monitorate ma non interdette (es. per evitare intrusione di mezzi o persone che possano arrecare pregiudizio alle operazioni).

Il secondo documento (sub b), c.d. Safety report), fondamentale, fa riferimento alle linee guida, approvate e certificate anche dal registro di classifica della MS Aida Perla (DNV GL), sulla valutazione dei rischi incidentali e sulle prescrizioni per l’effettuazione delle operazioni di rifornimento truck-to-ship.

Per quanto riguarda la composizione dei tavoli tecnici, alle Conferenze dei Servizi, nello specifico Caso Studio di Civitavecchia, hanno partecipato:

- ✓ Capitaneria di porto Civitavecchia
- ✓ Comando Provinciale VVFF
- ✓ Terminal operator – Roma Cruise terminal
- ✓ Armatore (Carnival/Agenzia Marittima)
- ✓ AdSP Civitavecchia

---

<sup>22</sup> il sistema di plug-in di GNL a bordo AIDAperla è equivalente, ai sensi della regola I/5 SOLAS e dell’articolo 8 del DPR 435/91, a quello di alimentazione convenzionale; il sistema di alimentazione del gas, il motore e la caldaia a doppia alimentazione (dual fuel) di bordo sono progettati secondo i principi di sicurezza contenuti nella Risoluzione MSC.285 (86) ed approvati dalla società di classificazione DNV GL; Il plug-in del sistema GNL per la AIDA Perla è stato progettato e approvato in base alla risoluzione IMO MSC.285 (86) ed alle linee guida “Guideline for the use of gas as fuel for ships”

- ✓ Chimico di porto
- ✓ Fornitore del GNL / operatore logistico

Dall'esperienza di Aida Perla, nello specifico Caso Studio di Civitavecchia, è emersa inoltre una generale **necessità di uniformazione delle procedure e dei requisiti per il bunkering e fuelling di GNL in ambito portuale a livello nazionale**, anche alla luce del fatto che lo sviluppo armonico del GNL come combustibile marittimo è una priorità nazionale ed europea. In particolare, in quanto il ruolo dei VVF a livello centrale non incide tanto nelle singole autorizzazioni e nei procedimenti specifici che sono in capo ai comandi provinciali, ma rileva ai fini dell'adozione di linee guida di carattere generale necessarie per poter garantire procedure uniformi su tutta la rete portuale nazionale. In quest'ottica, durante l'esperienza di Aida Perla, È emersa una generale volontà comune per contribuire a fornire gli indirizzi generali per allineare gli standard di sicurezza per questa tipologia di operazioni (rifornimento GNL per navi in sosta, ma anche per operazioni di travaso future). Nelle more della redazione di linee guida condivise, al tempo del caso studio in esame, ogni comando individuava gli standard i parametri da far rispettare per le specifiche operazioni/procedure.

Durante l'esecuzione del Caso studio, è emerso come la normativa in materia di bunkeraggio italiana fosse molto datata e non si confacesse alla materia e dunque al momento si dovettero tenere in considerazione le suddette prescrizioni. La documentazione prodotta dagli operatori (safety study etc.) è stata necessaria per superare le prescrizioni lì contenute e bypassare il procedimento normativo.

Il corpo dei VVF si era reso disponibile a contribuire alla redazione di una bozza di linea guida a beneficio dei corpi decentrati provinciali dei VVF e dei relativi tavoli tecnici. Al tempo, si suggerì di convocare un tavolo tecnico a livello centrale per predisporre la redazione delle linee guida condivise aperto a tutti i soggetti e stakeholder con esperienza nel campo.

Le seguenti tabelle sintetizzano una generica procedura tipo di nave alimentata a GNL.

Tabella 50. Procedura tipo di emergenza nave alimentata a GNL - Categoria Generale – Operazioni GNL

Sotto-categoria	Descrizione incidente	Azione immediata dopo allarme				1° risposta emergenza (1-15 min)				Risposta emergenza a lungo termine				
		Nave	Automezzo	Terminal	VVF	Nave	Automezzo	Terminal	VVF	Nave	Automezzo	Terminal	VVF	
1° livello	attivazione ESD	informare il Centro operativo della flotta				ripartire se non ci sono rischi								
2° livello	piccola perdita GNL/nebbia di vapore	avvisare il team di valutazione dell'emergenza	fermare le operazioni		Il Centro di sicurezza avvisa secondo gli accordi specifici con il porto	chiarire il motivo della perdita, eliminare la perdita, ripartire se la situazione è stata ripristinata	chiarire il motivo della perdita, eliminare la perdita, ripartire se la situazione è stata ripristinata							
3° livello	importante perdita GNL	avvisare tutto il team di emergenza	fermare le operazioni, valutare la situazione			attivare procedura di Emergency Response lato nave e lato banchina	lasciare il terminal se possibile	evacuare la banchina	al terminale se concordato, rilevano il team di emergenza	lasciare il terminale se il capitano lo decide. Una squadra rimane in banchina				comincia il team di emergenza se necessario
4° livello	Presenza di fiamme	avvisare tutto il team di emergenza	fermare le operazioni, valutare la situazione, spegnere il fuoco			attivare procedura di Emergency Response lato nave e lato banchina	lasciare il terminal se possibile	evacuare il terminal	al terminale sempre, rilevano il team di emergenza	lasciare il terminale se il capitano lo decide. Una squadra rimane in banchina	organizzare il trasporto dell'ISOtank se possibile			comincia il team di emergenza se necessario

Fonte: Ns. elaborazione sulla base della procedura tipo riferita nel Case Study Aida Perla

Tabella 51. Procedura tipo di emergenza nave alimentata a GNL - Categoria Generale – Operazioni in banchina

Sotto-categoria	Descrizione incidente	Azione immediata dopo allarme				1° risposta emergenza (1-15 min)				Risposta emergenza a lungo termine			
		Nave	Automezzo	Terminal	VVF	Nave	Automezzo	Terminal	VVF	Nave	Automezzo	Terminal	VVF
rischio di impatto sulle operazioni	lavori a caldo non previsti, presenza di gru, etc	eliminare la causa primaria	informare il centro di controllo delle emergenze	eliminare la causa primaria			lasciare il terminal se ragionevole						
Fiamme in banchina	altri automezzi o altro	avvisare tutto il team di emergenza	fermare le operazioni	informare i VVF		attivare procedura di Emergency Response lato nave e lato banchina	lasciare il terminal immediatamente		al terminale sempre, rilevano il team di emergenza	lasciare il terminale se il capitano lo decide. Una squadra rimane in banchina			
							lasciare il terminal immediatamente						

Fonte: Ns. elaborazione sulla base della procedura tipo riferita nel Case Study Aida Perla

Tabella 52. Procedura tipo di emergenza nave alimentata a GNL - Categoria Generale – Altri incidenti a bordo nave

Sotto-categoria	Descrizione incidente	Azione immediata dopo allarme				1° risposta emergenza (1-15 min)				Risposta emergenza a lungo termine			
		Nave	Automezzo	Terminal	VVF	Nave	Automezzo	Terminal	VVF	Nave	Automezzo	Terminal	VVF
Incidente rilevante ai danni della nave o dei passeggeri	fuoco nel terminale o bomba			informare il centro di sicurezza e i VVF			lasciare il terminal immediatamente			lasciare il terminal se il capitano lo decide			
Disinnesco bomba							lasciare il terminal immediatamente			lasciare il terminal se il capitano lo decide			
Fuoco a bordo		avvisare tutto il team di emergenza, informare l'autista, il terminal e i VVF					lasciare il terminal immediatamente						

Fonte: Ns. elaborazione sulla base della procedura tipo riferita nel Case Study Aida Perla



#### 4.6. Conclusioni e considerazioni finali.

Sulla base delle informazioni e delle indicazioni individuate attraverso l'analisi del regolamento per le operazioni di bunkering di GNL per il porto commerciale della Spezia e a seguito dei colloqui avvenuti con la Capitaneria e dei risultati del questionario inviato alla stessa, è possibile identificare alcune considerazioni finali.

Innanzitutto, il modello utilizzato a La Spezia sembra, ad una prima analisi, trasferibile ad altri contesti regionali o nazionali. Gli eventuali limiti alla trasferibilità sono da imputarsi alle specificità dei contesti portuali. Poiché infatti appare chiaro che il requisito cardine per l'ammissibilità delle operazioni di bunkering è legato alla sicurezza delle operazioni stesse, saranno gli esiti dell'analisi del rischio, specifica per il contesto locale, a determinare la possibilità di effettuare operazioni di rifornimento in altri contesti portuali. Inoltre, è da considerare che le dimensioni delle aree necessarie alla realizzazione delle operazioni di bunkering dipendono fortemente anche dalla tipologia di navi che devono essere rifornite. È quindi possibile ipotizzare che alcuni porti, nei quali le interazioni con le altre attività portuali o la conformazione del porto stesso dovessero rendere meno agevole l'identificazione delle aree più idonee, potrebbero effettuare servizi di bunkering per navi di minori dimensioni, quali servizi RO-RO o RO-PAX.

È anche necessario considerare che, almeno nel breve termine, i porti che potranno valutare la possibilità di approntare le infrastrutture e conseguentemente i regolamenti necessari alle operazioni di bunkering, saranno quelli identificati nel quadro strategico nazionale.

Appare chiaro che la stesura e la messa a punto di protocolli per le operazioni di bunkering STS per altri porti nazionali, potendo sfruttare l'esperienza maturata dalla Capitaneria del Porto della Spezia, potrà procedere speditamente ed in maniera più agevole.

Nella fase di analisi delle possibili interazioni delle operazioni di bunkering e le attività del porto, un aspetto fondamentale è legato al coinvolgimento di tutti gli attori interessati. Nel caso del porto commerciale della Spezia, infatti, i soggetti coinvolti nel gruppo di lavoro sono stati:

- ✓ Gli enti territoriali, per la valutazione dell'impatto sul territorio e le attività circostanti
- ✓ I vigili del Fuoco, la SNAM, Carnival, per la valutazione del rischio connesso agli incendi
- ✓ L'azienda sanitaria locale, per la prevenzione, la sicurezza e le autorizzazioni dei lavori
- ✓ L'ARPAL, per la valutazione della ammissibilità delle operazioni simultanee e dell'impatto ambientale
- ✓ L'agenzia doganale ed il monopolio di stato per la valutazione delle accise sui volumi di GNL trasferiti.

Sebbene il contributo legato al coinvolgimento di tutti i soggetti prima elencati sia stato di fondamentale importanza, particolare rilevanza ha avuto il coinvolgimento degli enti territoriali, anche in relazione alla corretta informazione dei reali rischi connessi alle operazioni di rifornimento di GNL. Inoltre, è necessario considerare che l'attuale protocollo e le indicazioni in esso contenute dovranno essere adattate e contestualizzate all'evolversi della domanda di GNL. È infatti facile ipotizzare che l'incremento della domanda di GNL comporterà un incremento della numerosità e della frequenza delle operazioni di rifornimento. Ciò significherà, probabilmente, la necessità di realizzare depositi di GNL, adottare una diversa tipologia di rifornimento (Terminal/Pipeline to ship – TPS) e conseguentemente mettere a punto protocolli specifici.

Per quanto attiene al caso Studio del porto di Civitavecchia, l'analisi ha consentito di identificare i principali step e i documenti necessari da predisporre per l'ottenimento di un'ordinanza che consentisse il rifornimento di GNL in porto alla nave. Inoltre, come più estesamente riportato nei paragrafi precedenti, durante l'esecuzione del Caso studio, è emerso come la normativa in materia di bunkeraggi italiana fosse molto datata evidenziando la necessità di predisporre documentazione prodotta dagli operatori (safety study etc.) necessaria a superare le prescrizioni lì contenute e bypassare il procedimento normativo.

## **5. Identificazione di possibili incentivi e altre forme di intervento pubblico funzionali a stimolare la realizzazione delle infrastrutture per il GNL in ambito marittimo portuale e l'impiego presso gli armatori di questa forma di propulsione navale**

Dopo aver analizzato le infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo e portuale a livello nazionale nei capitoli precedenti, il presente elaborato si propone di identificare e discutere le possibili modalità di incentivazione e le diverse altre forme di intervento pubblico funzionali a stimolare sia la realizzazione delle infrastrutture in esame sia l'utilizzo del GNL come forma di propulsione navale presso l'armamento nazionale o in relazione alla flotta di armatori esteri che interessi i porti nazionali.

Tra le prime considerazioni alla base dell'individuazione di differenti tipi di incentivazioni, occorre segnalare che la pianificazione e la realizzazione di un'infrastruttura capillare e diffusa per l'approvvigionamento, lo stoccaggio e il rifornimento SSLNG (small scale LNG) richiede ingenti investimenti in CAPEX e può comportare anche importanti sunk costs non facilmente recuperabili. Tenuto conto, inoltre, delle attuali condizioni della domanda a livello nazionale, che risulta ancora a uno stato piuttosto embrionale seppur con interessanti trend evolutivi per i prossimi anni, la presenza di alcuni tipi di incentivazione per questo tipo di investimenti consentirebbe di migliorare, dal punto di vista dei soggetti privati direttamente coinvolti nel business, la dinamica dei flussi di cassa connessi alla gestione dei progetti per il GNL in ambito marittimo portuale. In particolare, i diversi tipi di intervento pubblico esaminati e discussi in questa sezione del documento sono diretti a incrementare i flussi di cassa positivi derivanti dalla gestione dell'area operativa, o ridurre i costi operativi e i connessi flussi di cassa in uscita, oppure ancora a ridurre le uscite finanziarie riconducibili ai CAPEX di progetto: tutto ciò si traduce ovviamente nella possibilità di incrementare l'attrattività dell'investimento stesso dal punto di vista dei potenziali investitori privati interessati al business.

Nell'ambito delle opzioni d'incentivazione e supporto alla realizzazione delle infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo e portuale, è possibile considerare dal punto di vista teorico anche lo sviluppo di modelli di governance e gestione delle infrastrutture e delle facilities oggetto di rifornimento (ci si riferisce in questa sede sia alle attività di realizzazione delle infrastrutture medesime sia a quelle di gestione operativa delle stesse) riconducibili alle soluzioni di Public-Private Partnership (PPP), ma anche soluzioni quali l'accesso a certificati "green", i certificati bianchi e altri incentivi fiscali, i contributi a fondo perduto, l'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato, il credito d'imposta e i contributi in conto esercizio per investimenti in tecnologie "green".

Nel prosieguo dell'elaborato vengono quindi introdotte e discusse ciascuna delle suddette opzioni di incentivazione del GNL in ambito marittimo portuale a supporto dello sviluppo di una catena logistica integrata per il GNL a livello nazionale.

### ***5.1. Sviluppo di PPP (public-private partnership) a supporto delle infrastrutture per il GNL***

Le partnership pubblico-private (PPP) costituiscono uno strumento per la governance e il finanziamento delle infrastrutture che risulta largamente diffuso a livello internazionale, soprattutto in relazione ad investimenti infrastrutturali relativi al mondo della logistica e dei trasporti che si configurino come "megaproject".

Si tratta infatti di una valida opzione per consentire al soggetto pubblico di identificare soluzioni innovative per il finanziamento della realizzazione ex novo di progetti infrastrutturali o del rifacimento o modernizzazione di infrastrutture di trasporto e di logistica già esistenti (Grimsey e Lewis, 2002; Rall et al., 2010).

Il partenariato pubblico-privato può esser definito come una forma di cooperazione di lunga durata, in cui il settore pubblico e il settore privato si impegnano a garantire congiuntamente la fornitura di beni e/o l'erogazione di servizi, suddividendosi i costi e le risorse (Van Ham e Koppejan, 2001). Il termine PPP viene impiegato per indicare un ampio range di soluzioni contrattuali innovative per la realizzazione dei progetti,

nonché una serie di accordi finanziari (e non finanziari) a sostegno degli stessi. In particolare, dalla definizione dei PPP proposta dal Dipartimento dei Trasporti del Governo americano (Rall et al., 2010)<sup>23</sup>, è possibile trarre alcune specificità delle partnership pubblico-private. Innanzitutto, si tratta di accordi contrattuali che legano uno o più partner del settore pubblico con uno o più partner del settore privato volti ad assicurare una maggiore partecipazione dei privati rispetto alle attività connesse all'infrastruttura. Infatti, una PPP può riguardare il rinnovamento, la costruzione, l'operatività, la manutenzione, la gestione di una facility o un sistema infrastrutturale.

La specificità più rilevante che contraddistingue questi modelli di governance e di finanziamento consiste nel fatto che il settore pubblico tende a mantenere il possesso o comunque una forma di controllo nei confronti della facility o del sistema mentre i diversi soggetti privati coinvolti acquisiscono una pluralità di ruoli decisionali per determinare come il progetto e il compito viene svolto e, quindi, acquisiscono anche molteplici responsabilità. Quindi nella natura contrattuale di questo rapporto tra settore pubblico e settore privato un elemento fondamentale consiste nella definizione delle diverse metodologie attraverso cui avviene la ripartizione sia delle responsabilità che dei rischi sia della componente di ricavi e di profitto tra soggetto pubblico e soggetto privato a vario titolo interessati dall'iniziativa.

La principale letteratura accademica sul tema (Guasch et al., 2006; Ng e Loosemore, 2007), evidenzia come nell'ambito di questo tipo di partnership siano riscontrabili talune specificità, quali:

1. la responsabilità per la proprietà dell'asset in ultima istanza in capo al soggetto pubblico;
2. i meccanismi di ripartizione dei rischi tra soggetto pubblico e privato;
3. la tipologia di contributi in termini di risorse da parte delle due categorie di partner;
4. gli aspetti giuridico-contrattuali dell'accordo;
5. il trasferimento al settore privato di una porzione di responsabilità, tradizionalmente ricondotte in capo al soggetto pubblico.

Di conseguenza, per le finalità del presente report, il partenariato pubblico privato può essere descritto come un contratto o un insieme di contratti volto a prevedere la ripartizione delle responsabilità e dei rischi connessi alla realizzazione di infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo e portuale tra operatori pubblici e privati. La scarsità di risorse finanziarie del settore pubblico e la mancanza di adeguate competenze e capacità manageriali in relazione a facilities e infrastrutture per il GNL caratterizzate da elevati livelli di complessità gestionale e tecnologica contribuiscono a rendere indispensabile il coinvolgimento di soggetti privati, anche mediante l'apporto di capitali propri (volti a sostituire/integrare quelli messi a servizio dell'attività dal soggetto pubblico) nell'ambito delle attività di progettazione, costruzione e gestione di questo tipo di opere (Kumaraswamy e Zhang, 2001; Bovailard, 2004).

Con specifico riferimento al settore infrastrutturale oggetto di analisi, occorre sottolineare le differenze sostanziali che sussistono tra il soggetto che realizza l'infrastruttura per lo storage e/o per il bunkering del GNL e il soggetto gestore della stessa. Le responsabilità in capo ad essi sono destinate infatti a variare in ragione del metodo<sup>24</sup> scelto per implementare la costituenda PPP. Da questo punto di vista, la Figura 32 individua le modalità attraverso cui si realizza un'esposizione incrementale e un ruolo sempre più ampio da parte dei soggetti privati nell'ambito delle diverse attività concernenti l'infrastruttura in oggetto, procedendo dall'alto verso il basso della figura richiamata. Pare opportuno precisare come le tassonomie richiamate nella

---

<sup>23</sup> Definizione dei PPP da parte del Dipartimento dei Trasporti del Governo americano: *“una partnership pubblico-privata è un accordo contrattuale costituito tra partner del settore pubblico e privato, che consente una maggiore partecipazione del settore privato rispetto a quanto si verifici tradizionalmente. L'accordo, generalmente, coinvolge una agenzia governativa e una società privata per rinnovare, costruire, operare, mantenere e/o gestire una facility o un sistema. Mentre solitamente il settore pubblico mantiene il possesso della facility o del sistema, la parte privata otterrà una serie di diritti decisionali addizionali in merito alla determinazione delle modalità attraverso cui il progetto o il compito verrà completato.”*

<sup>24</sup> Con il termine metodo (o method) si indicano i profili metodologici connessi alla conduzione del progetto, ovvero i meccanismi attraverso i quali viene stabilita la ripartizione delle responsabilità e dei rischi fra il settore pubblico e il settore privato (Carmona, 2010).

figura stessa siano quelle adottate nell'ambito di soluzioni PPP per la realizzazione e gestione di infrastrutture genericamente intese. I casi estremi sono rappresentati rispettivamente dalla soluzione nella quale il settore pubblico mantiene tutte le sue funzioni tradizionali (si tratta dell'approccio tradizionale, che non costituisce una forma di PPP) e dalla soluzione in cui le attività vengono interamente svolte dai soggetti privati. Invece, nelle soluzioni intermedie il settore pubblico mantiene la responsabilità finale e, almeno parzialmente, la proprietà dell'infrastruttura, mentre i privati assumono ruoli e responsabilità tradizionalmente ricondotte alla sfera pubblica, facendosi carico dei relativi rischi che ne originano. Spesso, in questo contesto, il partenariato pubblico privato, nelle sue molteplici varianti caratterizzate da un minor o maggior coinvolgimento del soggetto privato nell'ambito della gestione dell'infrastruttura, tende ad assumere la veste della concessione, soggetta a durata crescente, all'aumentare delle responsabilità dei soggetti privati nell'ambito della PPP.

Con specifico riferimento al contesto delle infrastrutture GNL in ambito-marittimo portuale, il novero delle soluzioni già oggi esistenti risulta ancora piuttosto limitato e anche l'adozione concreta di soluzioni integralmente riconducibili al novero delle succitate PPP risulta essenzialmente connessa ai profili concessori relativi alle eventuali aree demaniali ove insistono le infrastrutture in oggetto.

Al tempo stesso appare interessante procedere a una mappatura degli assetti proprietari delle società che detengono la proprietà delle infrastrutture per il GNL in ambito marittimo portuale, così come delle società che è previsto ne gestiscano le relative operations. In particolare, i dati riportati nella Tabella 53 evidenziano il ruolo fondamentale svolto da parte degli investitori privati in questo business e soprattutto la forte presenza negli assetti proprietari e di governance di grandi player del settore energetico.

Figura 32. Il metodo di una PPP: la ripartizione delle responsabilità e dei rischi fra settore pubblico e privato

Forme contrattuali	Responsabilità e rischi										
	Pianificazione (Planning)	Acquisizione dei terreni (Land acquisition)	Finanziamento (Finance)	Progettazione iniziale (Preliminary design)	Progettazione finale (Final Design)	Realizzazione/costruzione (Construction)	Verifica della realizzazione (Construction inspection)	Mantenimento (Maintenance)	Gestione delle operations (Operations)	Traffic Revenue	Proprietà dell'infrastruttura (Asset ownership)
Traditional Design-Bid-Build (DBB) [non PPP]											
<b>Design-Build (DB)</b>											
<b>Management Contract (MC) *</b>											
<b>Construction Management at risk (CM at Risk)</b>											
<b>Design-Build-Operate-Maintain (DBOM)**</b>											
<b>Built-Transfer-Operate (BTO)***</b>											
<b>Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)#</b>											
Build-Own-Operate (BOO) [non PPP]#											
Asset sale [non PPP]											

Note: \* Definito anche "Operate & Maintain" (O&M); \*\* Definito anche "Design-Build-Finance-Operate" (DBFO) o Long term Lease Concession; \*\*\* Esiste anche la variante Lease-Build-Operate (LBO); # La soluzione BOOT differisce da quella BOO per il fatto che la proprietà dell'infrastruttura viene trasferita al soggetto privato per un periodo di tempo definito.

Fonte: Libero adattamento da Rall et al. (2010)

Tabella 53. Assetti proprietari delle società per la realizzazione e la gestione di infrastrutture per il bunkering di GNL in ambito marittimo portuale

Country	Port	Terminal name	Bunkering operator	Storage Operator	Facility Owners
Italy	La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	GNL Italia (controllata SNAM)	GNL Italia (controllata SNAM)	GNL Italia (controllata SNAM)
Italy	Porto Marghera	Venice LNG	Venice LNG	Venice LNG	Decal & San Marco Petroli
Italy	Rovigo	Adriatic LNG terminal			Terminale GNL Adriatico
Italy	Livorno	Lng Terminal Spa	Livorno LNG terminal S.P.A. (Newco: Costiero Gas Livorno S.p.A., Enifuel S.p.A., Liquigas S.p.A. e Società Italiana Gas Liquidi S.p.A.)	Livorno LNG terminal S.P.A. (Newco: Costiero Gas Livorno S.p.A., Enifuel S.p.A., Liquigas S.p.A. e Società Italiana Gas Liquidi S.p.A.)	Livorno LNG terminal S.P.A. (Newco: Costiero Gas Livorno S.p.A., Enifuel S.p.A., Liquigas S.p.A. e Società Italiana Gas Liquidi S.p.A.)
Italy	Livorno	FSRU OLT Toscana	OLT offshore LNG Toscana (SNAM, Golar LNG e First Sentier Investors)	OLT offshore LNG Toscana (SNAM, Golar LNG e First Sentier Investors)	OLT offshore LNG Toscana
Italy	Oristano	Oristano (HIGAS)	HIGAS (Avenir LNG & Gas&Heat & CPL Concordia)	HIGAS (Avenir LNG & Gas&Heat & CPL Concordia)	HIGAS (Avenir LNG & Gas&Heat & CPL Concordia)
Italy	Oristano	Oristano (IVI)	IVI petrolifera	IVI petrolifera	IVI petrolifera
Italy	Oristano	Terminale marittimo di Oristano (EDISON)	Edison	Edison	Edison
Italy	Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	DIG - Depositi italiani GNL (Pir & Edison & Scale Gas Solutions)	DIG - Depositi italiani GNL (Pir & Edison & Scale Gas Solutions)	DIG - Depositi italiani GNL (Pir & Edison & Scale Gas Solutions)
Italy	Cagliari	Sardinia LNG	Snam & SGI (parte della Sardinia LNG)	Sardinia LNG (ISGAS & VITOL & COSIN & COMOIL)	ISGAS ENERGIT MULTIUTILITES S.p.A
Italy	Napoli	Naples Coastal LNG deposit	Edison & Kuwait Petroleum Italia	Edison & Kuwait Petroleum Italia	Edison & Kuwait Petroleum Italia
Italy	Crotone	ND	ND	ND	Ionio Fuels srl
Italy	Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	ND	ND	ND
Italy	Porto Torres	ND	Snam	Snam	Consorzio industriale provincia Sassari
Italy	Brindisi	Brindisi LNG Terminal	Edison	Edison	Edison

Fonte: ns. elaborazione.

## 5.2. Certificati “green” e incentivi fiscali per il GNL.

L'importanza centrale assunta da parte delle fonti rinnovabili per la produzione di energia in ambito comunitario ha indotto l'Unione Europea a sviluppare negli ultimi anni un ampio sistema di incentivazioni volte a supportarne la diffusione presso i paesi dell'Unione. In particolare, data la rilevanza sempre più marcata del GNL in ambito marittimo-portuale, è stata presa in esame la proposta di adattare il concetto dei certificati verdi (CV) anche con riferimento al gas naturale liquefatto.

Tali certificati, ovvero titoli che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili, sono nati per sostituire il sistema di incentivi denominati Cip 6, introdotti nel 1992 tramite delibera del Comitato interministeriale dei prezzi. Quest'ultima si impegna nel predisporre prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e “assimilate”, a cui potrebbe essere ricondotto il gas naturale liquefatto in un'ottica di riduzione delle emissioni nocive. Anche per questi certificati esiste un mercato specifico, ovvero il Mercato dei certificati verdi<sup>25</sup>.

L'UE sta cercando possibili meccanismi per esercitare pressioni adeguate sugli esportatori globali di GNL, al fine di ridurre la loro impronta emissiva come parte del Green Deal, un piano di riduzione dell'impatto climatico il cui fine ultimo risulta essere quello di trasformare l'Europa nel primo continente a “0 emissioni” al mondo, promuovendo un piano d'azione basato su due pilastri fondamentali:

- ✓ incentivazione dell'uso efficiente delle risorse passando a un'economia pulita e circolare;
- ✓ ripristino della biodiversità e riduzione dell'inquinamento.

All'interno di questo quadro sovranazionale di obiettivi strategici a livello energetico si colloca la volontà di adattamento dei certificati verdi, introdotti in Europa con la ratifica del protocollo di Kyoto del 1997. Ad oggi tali certificati vengono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME<sup>26</sup>) su indicazione del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) secondo precise tabelle di conversione come quella ivi riportata (Tabella 54). I coefficienti di conversione permettono di quantificare l'energia netta riconosciuta all'intervento, calcolata come prodotto tra l'energia effettivamente generata e il coefficiente stesso, ovvero una costante fissa differenziata per singola fonte di energia.

Nello specifico, il settore dei certificati verdi allo stato attuale garantisce:

- ✓ liquidità, poiché il Gestore dei Servizi Energetici offrirà certificati emessi a proprio favore sul mercato gestito dal GME;
- ✓ trasparenza, grazie alla pubblicazione di prezzi che risultano accessibili a tutti i player del settore;
- ✓ sicurezza, in quanto tutte le operazioni sono garantite dal fatto che il GME opera come vera e propria controparte centrale.

Il meccanismo in questione riconosce un CV per la produzione di 1 MWh di energia elettrica da impianti a Fonti Energetiche Nuove o Rinnovabili (FER) solo a seguito dell'ottenimento, da parte dell'impianto, della

---

<sup>25</sup> Alle sessioni ordinarie del mercato dei CV possono partecipare, come acquirenti e/o venditori, il GSE (società individuata dallo stato per perseguire e conseguire gli obiettivi di sostenibilità ambientale con riferimento alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica), i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica e i clienti grossisti e le formazioni associative (associazioni di consumatori e utenti, ambientaliste, sindacati). Invece, alle sessioni del mercato dei CV dedicate al GSE, volte a consentire la vendita dei CV ritirati dal GSE, possono partecipare, in qualità di acquirenti, gli operatori obbligati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79. I presenti soggetti, oltre che rispettare i requisiti minimi necessari all'ammissione al mercato, devono: 1) presentare una domanda specifica di ammissione alla disciplina del mercato elettrico, corredata della documentazione attestante che il soggetto abbia i requisiti richiesti; 2) sottoscrivere un contratto di adesione, redatto secondo il modello definito dalla disciplina del mercato elettrico. Con il provvedimento di ammissione è riconosciuta al soggetto richiedente la qualifica di operatore, il quale, di conseguenza, diventa parte del cosiddetto “Elenco degli operatori ammessi al mercato” tenuto e gestito dal GME.

<sup>26</sup> Il GME è una società per azioni a cui viene affidata la gestione economica dell'intero mercato elettrico e, di conseguenza, quello dei certificati green. In particolare, a tutti gli operatori autorizzati a presenziare all'interno del mercato in questione viene fornito un conto in proprietà in cui vengono contabilizzate le operazioni relative ai predetti certificati.

qualifica IAFR – Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili che attesta la fruizione di fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia “pulita”.

Tabella 54. Coefficienti di conversione in certificati verdi

	Fonte	Coefficiente
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 KW	1,00
1 bis	Eolica offshore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo*	1,30
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Fonte: GME, Legge Finanziaria 2008 successivamente aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n.99

Al fine di garantire efficienza e trasparenza per il buon esito delle singole transazioni, vige l'imposizione del versamento di un deposito cauzionale in conto prezzo per assicurare le operazioni effettuate e corrispondente al quantitativo di CV che i soggetti manifestano di voler acquistare moltiplicato per il prezzo convenzionale minimo pubblicato proprio dal GME.

La creazione di un mercato di CV e la conseguente possibilità di applicare gli stessi al settore del gas naturale liquefatto, nasce dall'imposizione, a decorrere dal 2002 e relativa ai soggetti che producono o importano più di 100 GWh di energia elettrica da fonti convenzionali di produrre, l'anno successivo, almeno il 2% della propria quota energetica da fonti FER, percentuale successivamente incrementata fino al 3,1 %.

I certificati verdi hanno validità di tre anni e comportano la trasmissione al Gestore della Rete di Trasmissione nazionale (GRTN), entro il 31 marzo di ogni anno, dell'equivalente quantitativo di energia e, sulla base dell'autocertificazione sulla quantità di energia elettrica importata o prodotta da fonti convenzionali, si verifica il rispetto dell'obbligo sopramenzionato.

Inoltre, è presente la possibilità di adattare una ulteriore tipologia di certificazione al contesto del gas naturale liquefatto, che comprende quelli che prendono il nome di “certificati neri”. Gli stessi fanno parte dei meccanismi di incentivazione diffusi in particolare in Italia, per la promozione della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra tramite criteri di efficienza economica e di efficacia dei costi, e sono stati introdotti grazie alla Direttiva 2003/87/CE. Nello specifico, tale direttiva deve essere applicata a tre diverse tipologie di attività:

- ✓ attività energetiche e, di conseguenza, raffinerie di petrolio o impianti in generale con potenza calorifica superiore a 20MW;
- ✓ attività di produzione e trasformazione dei metalli fossili;
- ✓ industrie di prodotti minerali.

La stessa direttiva introduce poi un duplice obbligo nei confronti dei predetti impianti legato da una parte alla necessità di disporre di un permesso all'emissione di gas serra in atmosfera e dall'altra alla emissione di un certo numero di certificati neri pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'intero esercizio.

Questo tipo di incentivazione rispetto all'impiego del GNL in ambito marittimo-portuale, tuttavia, potrebbe presentare alcuni elementi di criticità in ragione del fatto che questa soluzione per la propulsione navale non sembra capace di contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, come si evince dai dati e dalle informazioni riportate nella successiva Tabella 55.



Tabella 55. GNL come forma di propulsione navale: riduzione delle emissioni atmosferiche

ENVIRONMENTAL REGULATIONS		
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)

COMPARISON OF EMISSIONS FROM DIFFERENT FUELS					
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

Fonte: DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» - April 2019

Spunti di riflessione interessanti emergono invece dall'esame del meccanismo noto come "certificati bianchi". Si tratta di un meccanismo di incentivazione entrato in vigore nel 2005 che ad oggi rappresenta uno dei principali strumenti per la promozione dell'efficienza energetica in Italia.

Denominati anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE), i certificati bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli impieghi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Il sistema dei certificati bianchi prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente obiettivi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (TEP). Il GSE riconosce un certificato per ogni TEP di risparmio conseguito grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica. Su indicazione del GSE, i certificati vengono poi emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) su appositi conti. I certificati bianchi possono essere scambiati e valorizzati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME o attraverso contrattazioni bilaterali, infatti, tutti i soggetti ammessi a tale meccanismo sono inseriti nel Registro Elettronico dei Titoli di Efficienza Energetica del GME.

I certificati bianchi emessi sono distinti in quattro tipologie:

- certificati bianchi di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- certificati bianchi di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- certificati bianchi di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;
- certificati bianchi di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.

Tra le molteplici tipologie di intervento di tipo "green" oggetto di incentivazione mediante i certificati bianchi troviamo infatti il recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL, con riferimento al settore industriale, e l'acquisto di unità/mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno, per quanto concerne il settore delle reti, dei servizi e dei trasporti. Mentre il primo intervento si riferisce esclusivamente ad una nuova installazione (e non ad una sostituzione) e, di conseguenza, è dotato di

vita utile pari a 10 anni circa<sup>27</sup>, il secondo di riferisce all'acquisto di nuove unità di trasporto oppure alla sostituzione / refitting degli impianti propulsivi di unità/mezzi di trasporto esistenti. Inoltre, mentre l'intervento connesso all'acquisto di unità/mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno fa riferimento a più tipologie di Certificati Bianchi, aventi come oggetto non solo la riduzione dei consumi di energia elettrica ma anche dei consumi di gas naturale, l'intervento relativo al recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL non fa riferimento ai certificati bianchi di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia, bensì alle altre tipologie, perseguendo quindi l'obiettivo di sola riduzione dei consumi di gas. Tra gli interventi di efficienza energetica relativi al settore dei trasporti e incentivabili nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, troviamo anche interventi connessi all'impiego di mezzi a GNL<sup>28</sup>, così come si evince dalla Tabella 56 che compare nella Guida Operativa del DM 11 gennaio 2017, pubblicata mediante il decreto direttoriale del 30 aprile 2019 e predisposta per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti afferenti al Meccanismo dei Certificati Bianchi.

Tabella 56. Interventi di efficienza energetica incentivabili mediante il meccanismo dei Certificati Bianchi

Interventi relativi al settore dei trasporti	Vita utile (U)	
	Nuova installazione	Sostituzione
<b>Acquisto flotte di mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno</b>	10	10
<b>Acquisto flotte di mezzi di trasporto non a trazione elettrica e alimentati da uno o più combustibili anche diversi da gas naturale, GNL, GPL o idrogeno</b>	7	7
<b>Efficientamento energetico di mezzi di trasporto alimentati a combustibili fossili ivi compreso il trasporto navale</b>	7	-
<b>Adozione di sistemi di segnalazione e gestione efficienti</b>	3	-
<b>Adozione di sistemi di analisi dati sui consumi di singoli impianti, utenze e veicoli</b>	3	-
<b>Adozione iniziative finalizzate all'utilizzo di veicoli a basse emissioni</b>	3	-
<b>Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL</b>	10	5

Fonte: Allegato 1 Decreto del Ministero dello sviluppo economico del 11 gennaio 2017: catalogo dei progetti ammissibili ampliato dal Decreto interministeriale 1° luglio 2020.

### ***5.3. Contributi a fondo perduto, contributi in conto esercizio, erogazione di finanziamenti a tasso agevolato e altre forme di finanziamento per investimenti in tecnologie “green”.***

Come noto, in relazione alle infrastrutture a rete aventi valenza strategica a livello nazionale quali ad esempio le infrastrutture energetiche e quelle di logistica e trasporto, i diversi sistemi normativi sovranazionali e nazionali possono identificare una molteplicità di strumenti finanziari dedicati in aggiunta alle normali forme di finanziamento a debito. Detti strumenti finanziari dedicati possono essere impiegati al fine di facilitare la raccolta di risorse finanziarie per la copertura dei fabbisogni finanziari che originano dalle attività straordinarie o ordinarie, oppure al fine di ridurre il costo del denaro (specificatamente il costo del capitale di tipo debt)

<sup>27</sup> Fonte: Allegato 1 del Decreto del Ministero dello sviluppo economico del 11 gennaio 2017 (Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.78 del 03-04-2017).

<sup>28</sup> L'ultimo aggiornamento della lista degli interventi ammissibili è avvenuto il 1° luglio 2020 da parte del decreto interministeriale del MISE: sono stati aggiunti undici nuovi progetti eleggibili fra i quali anche l'impiego di combustibili a basso contenuto emissivo (GNL) nel settore del trasporto navale.

impiegato per finanziare la realizzazione e la gestione delle opere in oggetto, contribuendo pertanto ad attrarre capitali privati a finanziamento delle iniziative progettuali oggetto di approfondimento.

Particolare rilevanza sotto questo punto di vista, a livello europeo, in relazione alle infrastrutture per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo portuale, potrebbe essere assunta da specifici meccanismi di finanziamento riconducibili al mercato obbligazionario (bond market) che rientrano nel Green Bond Project, ma anche una serie di strumenti finanziari emessi da organismi quali la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) e la World Bank. Tali organismi, infatti, come noto, presentano una particolare sensibilità nei confronti del finanziamento di infrastrutture energetiche o di trasporto atte a creare un effetto volano positivo sui territori in cui insistono.

In questa sezione del documento, pertanto, si procede a introdurre e discutere diverse soluzioni di co-funding riconducibili ai contributi a fondo perduto in conto capitale o in conto esercizio, ai finanziamenti a tasso agevolato e alle garanzie. Verrà poi fatta specifica menzione in merito alle opportunità che originano dalla Green Bond Initiative che interessa il contesto europeo.

L'importanza che i finanziamenti pubblici possono rivestire nel supportare gli investimenti in grandi infrastrutture energetiche o di infrastrutture per la logistica e trasporti, richiama un'altra dimensione rilevante connessa alle fonti di finanziamento di questo tipo di infrastruttura, ovvero il quadro normativo e istituzionale (a livello nazionale o sovranazionale) in materia, specie per quanto attiene al tipo di progetti finanziabili e ai profili procedurali da seguire.

Oltre agli incentivi fiscali ed ai modelli di finanziamento agevolati costituiti da fondi nazionali, occorre considerare anche la presenza a livello europeo di diversi programmi e fondi di finanziamento a sostegno di progetti a riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale, ovvero i progetti considerati "green".

A titolo esemplificativo, uno degli ultimi casi di finanziamenti tramite programma EU in relazione a progetti per la pianificazione e la realizzazione di infrastrutture per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo-portuale è rappresentato dal progetto "Titan LNG". Il progetto finanziato nell'ambito del CEF è stato a favore del fornitore europeo di Bio-GNL "Titan LNG", avente l'obiettivo di sviluppare ed estendere la catena di approvvigionamento di bunkeraggio BLNG (BIO-LNG) dei porti di Zeebrugge (Belgio), Rotterdam (Paesi Bassi) e Lubecca (Germania) attraverso l'introduzione sul mercato di tre nuove chiatte bunker a GNL. In particolare, mediante l'accesso al programma Connecting Europe Facility (CEF)<sup>29</sup> dell'UE è stato concesso un finanziamento a tasso agevolato del controvalore di 11 milioni di euro.

Almeno a livello teorico, sono molteplici i modelli di incentivazione volti all'implementazione e allo sviluppo di infrastrutture a ridotto impatto ambientale che permettono una riduzione notevole dei costi del capitale investito, attraverso l'impiego di finanziamenti agevolati o mediante contributi a fondo perduto. Sotto questo profilo appare opportuno citare almeno i seguenti:

- ✓ Bandi CEF
- ✓ Bandi INTERREG
- ✓ Bandi H2020

Inoltre, a livello nazionale, l'ultimo "rinforzo" è stato apportato dal decreto-legge 14/08/2020 convertito con la legge 13/10/2020 n. 126, con il quale sono stati introdotti importanti agevolazioni per imprese e professionisti, danneggiati anche dal coronavirus. Con riferimento alla tipologia di infrastrutture di logistica e di trasporto che stiamo esaminando nel presente elaborato, possiamo fare riferimento al credito d'imposta sugli

---

<sup>29</sup> Il programma CEF, anche noto con l'acronimo italiano MCE (Meccanismo per collegare l'Europa) è lo strumento finanziario dell'Unione Europea volto a migliorare ed implementare le reti europee nei settori dei trasporti, dell'energia e delle telecomunicazioni. Lo strumento intende incrementare gli investimenti pubblici e privati nel campo delle succitate reti trans-europee. Volto a supportare progetti di interesse comune, diretti allo sviluppo e alla realizzazione di nuovi servizi e infrastrutture o all'ammodernamento di quelli esistenti (dando priorità ai collegamenti mancanti nel comparto dei trasporti), il CEF sostiene progetti con un valore aggiunto a livello europeo e significativi benefici per la società che altrimenti non riceverebbero finanziamenti adeguati dal mercato.

investimenti. La nuova disciplina introdotta dalla legge di Bilancio 30 dicembre 2020 n. 178 (commi da 1051 a 1063) prevede, per gli investimenti in beni strumentali nuovi, ricompresi nell'allegato A della legge di Bilancio 11 Dicembre 2016 n. 232, un credito d'imposta del 50% del costo del bene, per la quota di investimenti fino a 2,5 milioni di euro, del 30% del costo, per la quota di investimenti superiori a 2,5 milioni e fino a 10 milioni, e del 10% del costo, per gli investimenti tra 10 e 20 milioni di euro. Per gli investimenti in beni strumentali immateriali funzionali ai processi di trasformazione 4.0 (allegato B, legge 11 dicembre 2016, n. 232) è riconosciuto un credito d'imposta nella misura del 20% del costo nel limite massimo dei costi ammissibili pari a 1.000.000 di euro (sono agevolabili anche le spese per servizi sostenute mediante soluzioni di cloud computing per la quota imputabile per competenza).

Tra le voci indicate negli allegati A e B della legge 11 dicembre 2016 n. 232 possiamo riepilogare di seguito quelli maggiormente affini alla catena delle infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo e portuale:

- ✓ Beni strumentali il cui funzionamento è controllato da sistemi computerizzati o gestito tramite opportuni sensori e azionamenti<sup>30</sup>
- ✓ Sistemi per l'assicurazione della qualità e della sostenibilità<sup>31</sup>
- ✓ Beni immateriali come software, sistemi e system integration, piattaforme e applicazioni) connessi a investimenti in beni materiali «Industria 4.0»<sup>32</sup>

È importante sottolineare come il credito d'imposta sia cumulabile con altre agevolazioni che abbiano ad oggetto i medesimi costi, a condizione che tale cumulo, tenuto conto anche della non concorrenza alla formazione del reddito e della base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive di cui al periodo precedente, non porti al superamento del costo sostenuto.

A conclusione di questo capitolo, non si può non menzionare il Recovery Fund, o Next generation EU come battezzato da parte della Commissione Europea, il quale sarà lo strumento per eccellenza, a livello europeo, per la ripresa economica dei 27 paesi della CE. Attraverso lo strumento del Recovery Fund sono stati complessivamente stanziati 750 miliardi di euro, che verranno poi ripartiti tra i paesi membri.

L'Italia, in particolare, potrà contare su 81,4 miliardi in contributi a fondo perduto e su 127,4 miliardi in finanziamenti agevolati.

---

<sup>30</sup> Macchine utensili per asportazione, macchine utensili operanti con laser e altri processi a flusso di energia, elettroerosione, processi elettrochimici, macchine utensili e impianti per la realizzazione di prodotti mediante la trasformazione dei materiali e delle materie prime, macchine utensili per la deformazione plastica dei metalli e altri materiali, macchine utensili per l'assemblaggio, la giunzione e la saldatura, macchine, anche motrici e operatrici, strumenti e dispositivi per il carico e lo scarico, la movimentazione, la pesatura e la cernita automatica dei pezzi, dispositivi di sollevamento e manipolazione automatizzati, AGV e sistemi di convogliamento e movimentazione flessibili, e/o dotati di riconoscimento dei pezzi.

<sup>31</sup> Sistemi di monitoraggio in process per assicurare e tracciare la qualità del prodotto o del processo produttivo, sistemi per l'ispezione e la caratterizzazione dei materiali in grado di verificare le caratteristiche dei materiali in ingresso o in uscita al processo, dispositivi intelligenti per il test delle polveri metalliche e sistemi di monitoraggio in continuo che consentono di qualificare i processi di produzione mediante tecnologie additive, sistemi e soluzioni intelligenti per la gestione, l'utilizzo efficiente e il monitoraggio dei consumi energetici e idrici e per la riduzione delle emissioni, filtri e sistemi di trattamento e recupero di acqua, aria, olio, sostanze chimiche, polveri con sistemi di segnalazione dell'efficienza filtrante e della presenza di anomalie o sostanze aliene al processo o pericolose, integrate con il sistema di fabbrica e in grado di avvisare gli operatori e/o di fermare le attività di macchine e impianti.

<sup>32</sup> Software, sistemi, piattaforme e applicazioni per la gestione e il coordinamento della produzione con elevate caratteristiche di integrazione delle attività di servizio, come la logistica di fabbrica e la manutenzione (quali ad esempio sistemi di comunicazione intra-fabbrica, sistemi SCADA, sistemi MES, sistemi CMMS, soluzioni innovative con caratteristiche riconducibili ai paradigmi dell'IoT e/o del cloud computing), software, sistemi, piattaforme e applicazioni in grado di comunicare e condividere dati e informazioni sia tra loro che con l'ambiente e gli attori circostanti (Industrial Internet of Things) grazie ad una rete di sensori intelligenti interconnessi, software, sistemi, piattaforme e applicazioni per industrial analytics dedicati al trattamento ed all'elaborazione dei big data provenienti dalla sensoristica IoT applicata in ambito industriale (Data Analytics & Visualization, Simulation e Forecasting), software, sistemi, piattaforme e applicazioni per l'intelligenza degli impianti che garantiscano meccanismi di efficienza energetica e di decentralizzazione in cui la produzione e/o lo stoccaggio di energia possono essere anche demandate.

Il Ministero della Transizione Ecologica, di recente costituzione in Italia, ricoprirà un ruolo centrale nella gestione e allocazione dei fondi del Recovery Fund: questo potrà garantire una sempre maggiore centralità alle tematiche green e in particolare all'utilizzo del GNL.

Di seguito vengono riportati sinteticamente i principali profili dei tre programmi europei sopramenzionati.

### ***Horizon 2020***

Horizon 2020 (H2020) è il Programma Quadro dell'Unione Europea (UE) per la ricerca e l'innovazione relativo al periodo 2014-2020. I Programmi Quadro, di durata settennale, sono il principale strumento con cui l'Unione Europea (UE) finanzia la ricerca in Europa.

Horizon 2020 unifica in un unico strumento finanziario tre programmi precedenti (2007-2013) finalizzati a supportare la ricerca, l'innovazione e lo sviluppo tecnologico: il Settimo Programma Quadro (7PQ), il Programma Quadro per la Competitività e l'Innovazione (CIP) e l'Istituto Europeo di Innovazione e Tecnologia (EIT). La sua elaborazione è stata avviata nel 2011, quando i capi di Stato e di governo della UE hanno invitato la Commissione europea, per il periodo 2014-2020, a integrare in un quadro strategico comune i diversi strumenti dedicati a sostenere la ricerca e l'innovazione. La Commissione ha avviato così un'ampia consultazione che ha coinvolto tutti gli attori principali in tema di ricerca e ha portato alla costituzione del Programma.

Lo scopo di Horizon 2020 è sostenere la ricerca e l'innovazione: uno dei cinque obiettivi principali a cui mira Europa 2020, la strategia dell'Unione Europea per il decennio 2010-2020. In linea con questa Strategia, H2020 si propone di contribuire, in particolare, alla realizzazione di una società basata sulla conoscenza e sull'innovazione, orientata verso le grandi priorità indicate dall'Agenda europea per il 2020: crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

Horizon 2020 si focalizza su tre priorità, o "pilastri", articolati a loro volta in specifici obiettivi: Eccellenza scientifica, Leadership industriale e Sfide per la società.

### ***Il Programma Interreg Italia-Francia***

Il Programma Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 è un Programma transfrontaliero cofinanziato dal Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (FESR) nell'ambito della Cooperazione Territoriale Europea (CTE).

Il Programma mira a realizzare gli obiettivi della Strategia UE 2020 nell'area del Mediterraneo centro-settentrionale, promuovendo una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

Il Programma prende in considerazione le problematiche delle zone marine, costiere e insulari, ma si rivolge anche a quelle interne, con rischi specifici di isolamento.

L'obiettivo principale è quello di contribuire a rafforzare la cooperazione transfrontaliera tra i territori designati per fare di questo spazio una zona competitiva, sostenibile e inclusiva nel panorama europeo e mediterraneo.

Il Programma Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 ha una dotazione finanziaria di 199.649.898,00 €, di cui 169.702.411,00 € di FESR.

### ***CEF, Connecting Europe Facility***

Il CEF, Connecting Europe Facility, è lo strumento finanziario dell'UE diretto a migliorare le reti europee nei settori dei trasporti, dell'energia e dei servizi digitali. Tramite il CEF viene permesso di accelerare gli investimenti pubblici e privati nel campo delle reti transeuropee dei trasporti, delle telecomunicazioni e

dell'energia. Sostituisce i programmi TEN-T, TEN-E e Marco Polo II in essere nel precedente periodo di programmazione (2007-2013). In particolare, il CEF sostiene progetti di interesse comune, diretti allo sviluppo e alla costruzione di nuovi servizi e infrastrutture, o all'ammodernamento di quelli esistenti, con priorità per i collegamenti mancanti nel comparto dei trasporti. Lo strumento sostiene, inoltre, progetti con un valore aggiunto a livello europeo e significativi benefici per la società che non ricevono finanziamenti adeguati dal mercato. Il CEF è attuato attraverso una o più delle forme di sostegno finanziario previste dal regolamento (UE, Euratom) n. 966/2012, in particolare, attraverso sovvenzioni, appalti e strumenti finanziari.

Il CEF avvantaggia le persone in tutti gli Stati membri, poiché rende i viaggi più facili e sostenibili, migliora la sicurezza energetica dell'Europa consentendo un più ampio uso delle energie rinnovabili e facilita l'interazione transfrontaliera tra pubbliche amministrazioni, imprese e cittadini.

Oltre alle sovvenzioni, il CEF offre sostegno finanziario ai progetti attraverso strumenti finanziari innovativi come garanzie e obbligazioni di progetto. Questi strumenti creano una leva significativa nell'utilizzo del bilancio dell'UE e agisce da catalizzatore per attrarre ulteriori finanziamenti dal settore privato e da altri attori del settore pubblico.

Da gennaio 2014, INEA costituisce la porta di accesso ai finanziamenti nell'ambito del CEF. INEA attua la maggior parte del budget del programma CEF, in totale 28,7 miliardi di euro su 30,4 miliardi di euro (23,7 miliardi di euro per i trasporti, 4,6 miliardi di euro per l'energia e 0,5 miliardi di euro per le telecomunicazioni).

Il CEF è suddiviso in tre settori: Energy, Telecom, Trasporti. I bandi CEF solitamente finanziano al 50%.

La straordinaria valenza dei contributi a fondo perduto, ed in particolare del programma CEF, in relazione a progetti per la pianificazione e la realizzazione di infrastrutture per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo-portuale è ben rappresentata dalla seguente “Tabella 57: Costi totali di investimento e contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall’Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call” che evidenzia come i progetti riguardati il GNL abbiano ricevuto un Contributo comunitario totale assegnato pari a circa 100 milioni di euro, a fronte di un costo complessivo di investimento superiore ai 300 milioni di euro. Nella Tabella 60 si riportano i progetti finanziati dal CEF, nei vari anni, suddivisi a seconda della priorità INEA Marittima o Stradale e, a supporto della mobilità sostenibile con riferimento al solo GNL finanziati per progetti e beneficiari nazionali.

Nelle seguenti tabelle e figure si riportano i dettagli delle ripartizioni dei finanziamenti erogati ai progetti nazionali in ambito GNL per settore (marittimo/stradale), anno (call di riferimento) e tipologia (studio, pilota o lavori). Dall’analisi dei dati si evidenzia come la percentuale media di finanziamento per il settore GNL sia in riduzione, passando dal 50% previsto nei primi anni, a fronte della necessità di sovvenzionare maggiormente lo start-up della rete GNL, al 10-20% di contributo erogato in media per i progetti inerenti i lavori infrastrutturali caratterizzanti la gran parte dei progetti approvati negli ultimi anni (soprattutto attraverso la cd. Blending call). Nella prossima programmazione è prevista una ulteriore riduzione dei finanziamenti destinati al GNL, a favore di combustibili alternativi più innovativi (es. idrogeno) che necessiteranno di maggiore supporto pubblico per poter la fase di implementazione industriale (cd. fase di *roll out*).

Tabella 57: Costi totali di investimento e contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno)

<b>Call CEF (Anno)</b>	<b>Costo totale di investimento</b>	<b>Contributo EU totale assegnato (€)</b>	<b>Media di finanziamento (%)</b>
<b>2014</b>	98.112.787 €	46.407.495 €	47,3%
<b>2016</b>	9.300.000 €	4.650.000 €	50,0%
<b>2017 Blending 1</b>	136.873.720 €	25.951.029 €	19,0%
<b>2017 Blending 2</b>	82.911.701 €	16.569.881 €	20,0%
<b>2019-Reflow 1</b>	7.727.564 €	3.863.782 €	50,0%
<b>BF -3 cut off date</b>	19.025.787 €	1.902.578 €	10,0%
<b>Totale complessivo</b>	<b>353.951.559 €</b>	<b>99.344.765 €</b>	<b>28,1%</b>

Fonte: ns. elaborazione sulla base dei dati forniti dall'Agenzia INEA



Tabella 58: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) e per settore

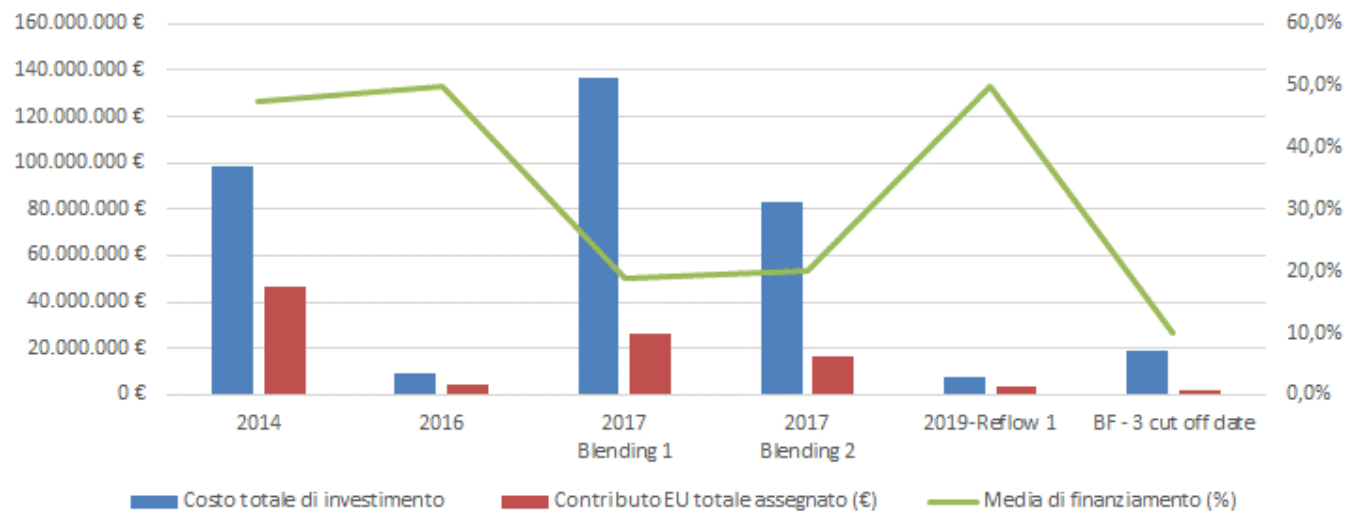
Settore	2014	2016	2017 Blending 1	2017 Blending 2	2019-Reflow 1	BF - 3 cut off date	Totale complessivo
<b>MARITTIMO</b>	41.861.245 €		20.496.029 €	12.143.607 €	3.863.782 €		78.364.663 €
<b>STRADALE</b>	4.546.250 €	4.650.000 €	5.455.000 €	4.426.274 €		1.902.578 €	20.980.102 €
<b>Totale complessivo</b>	<b>46.407.495 €</b>	<b>4.650.000 €</b>	<b>25.951.029 €</b>	<b>16.569.881 €</b>	<b>3.863.782 €</b>	<b>1.902.578 €</b>	<b>99.344.765 €</b>

Tabella 59: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) e per tipologia

Etichette di riga	2014	2016	2017 Blending 1	2017 Blending 2	2019-Reflow 1	BF - 3 cut off date	Totale complessivo
<b>LAVORI</b>			25.951.029 €	16.569.881 €		1.902.578 €	44.423.488 €
<b>LAVORI/ PILOTA</b>		4.650.000 €					4.650.000 €
<b>STUDIO</b>	4.546.250 €				3.863.782 €		8.410.032 €
<b>STUDIO / PILOTA</b>	41.861.245 €						41.861.245 €
<b>Totale complessivo</b>	<b>46.407.495 €</b>	<b>4.650.000 €</b>	<b>25.951.029 €</b>	<b>16.569.881 €</b>	<b>3.863.782 €</b>	<b>1.902.578 €</b>	<b>99.344.765 €</b>

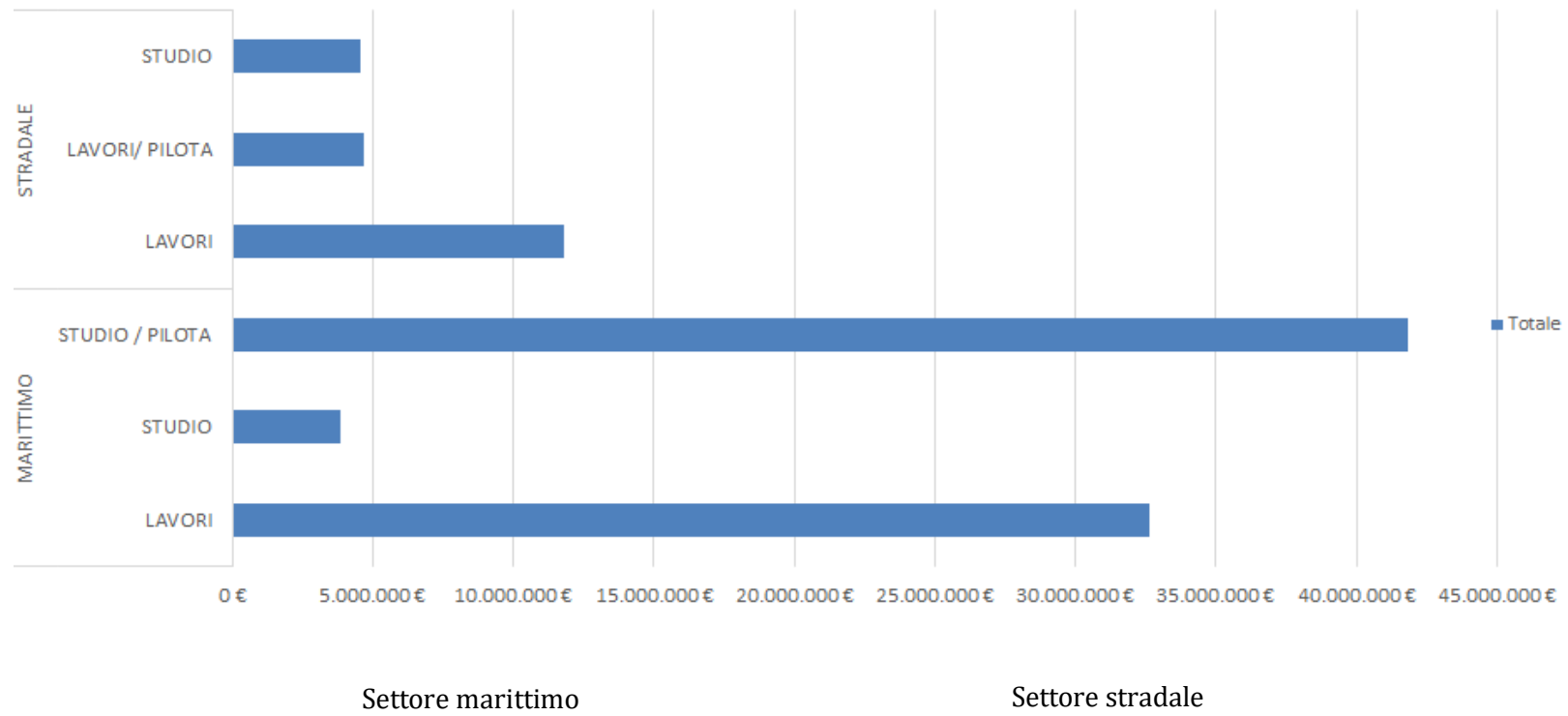
Fonte: ns. elaborazione sulla base dei dati forniti dall'Agenzia INEA

Figura 33: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per Call (anno) e media di finanziamento %



Fonte: ns. elaborazione sulla base dei dati forniti dall'Agenzia INEA

Figura 34: contributi EU assegnati per i progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF per settore e tipologia



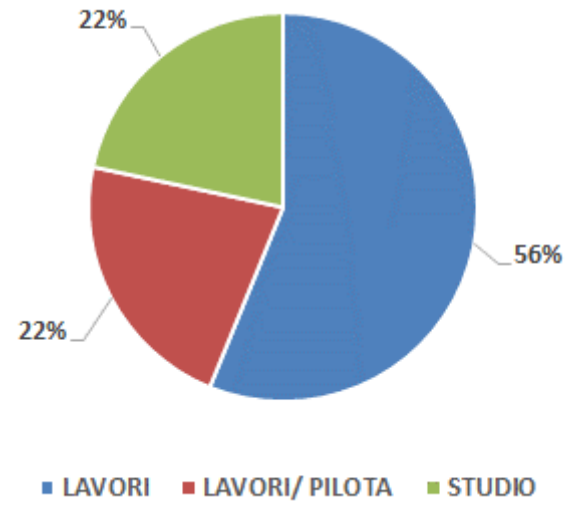
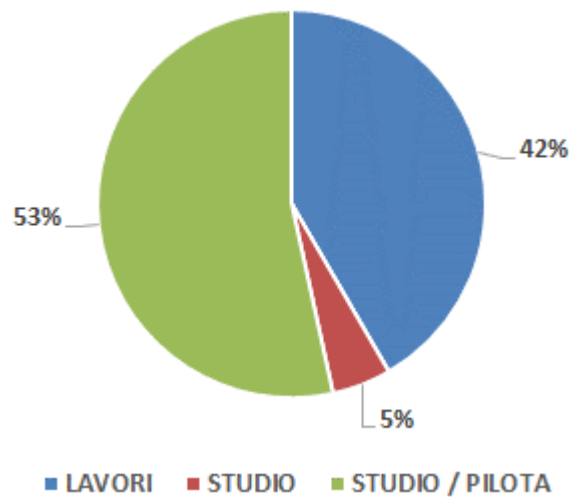


Tabella 60: Principali progetti nazionali cofinanziati dall'Unione Europea in ambito GNL tramite il programma CEF

ANNO (in riferimento alla Call)	Settore (Marittimo/terrestre)	TIPOLOGIA DI PROGETTO (studio/lavoro/pilota)	Titolo del progetto	Breve descrizione del Progetto	data inizio prevista del progetto	data di fine prevista del progetto	Costo totale dell'Azione (€)	Contributo comunitario totale assegnato (€)
2014	STRADALE	STUDIO	Connect2LNG	Elaborazione di uno studio con azione pilota per una rete di rifornimento LNG (5 stazioni pilota) per trasporto merci su strada a medio e lungo raggio.	01/10/2015	31/12/2020	9.092.500,00	4.546.250,00
2014	MARITTIMO	STUDIO / PILOTA	POSEIDON MED II-	Sviluppo di soluzioni sostenibili per LNG (terminal, navi e Sistema prezzi) Gli obiettivi specifici dell'azione: facilitare l'adozione di un contesto normativo per il bunkering di LNG, design dell'estensione del terminal LNG di Revithoussa, design e costruzione di una nave di rifornimento LNG, esame di sinergie per altri usi di LNG.	01/06/2015	31/12/2020	53.279.405,00	26.639.702,50
2014	MARITTIMO	STUDIO / PILOTA	GAINN4MOS	Il progetto mira a sviluppare soluzioni sostenibili per l'adozione di carburanti alternativi (LNG) nel settore portuale e migliorare la rete delle Autostrade del Mare in Italia, Spagna, Francia, Portogallo e Slovenia attraverso l'elaborazione di studi ingegneristici sul retrofitting delle imbarcazioni, la costruzione di infrastrutture LNG nei porti, di stazioni di bunkeraggio e di numerosi progetti pilota.	01/01/2015	30/09/2019	28.634.024,00	11.668.113,00
2014	MARITTIMO	STUDIO / PILOTA	GAINN4CORE	L'Azione si concentra in studi ed azioni pilota per l'implementazione di terminal di approvvigionamento, stoccaggio e bunkeraggio in alcuni porti italiani della rete core TEN-T attraverso studi ed azioni pilota per l'implementazione di terminal di approvvigionamento, stoccaggio e bunkeraggio LNG.	01/06/2015	31/03/2019	7.106.858,00	3.553.429,00
2016	STRADALE	LAVORI/ PILOTA	GAINN4MED	Progetto che prevede lavori infrastrutturali nell'interporto di Padova, stazioni per il rifornimento stradale di LNG lungo i corridoi SCAN-MED e MED di lavori e pilota in materia di infrastrutture per i carburanti alternativi, specificatamente di GNL. In particolare, sono previsti interventi infrastrutturali per la costruzione di una stazione multimodale presso l'interporto di Padova, stazioni per il rifornimento stradale di GNL lungo i corridoi SCAN-MED e MED. E' prevista altresì un'attività dedicata alla formazione del personale.	01/03/2017	30/09/2020	9.300.000,00	4.650.000,00

ANNO (in riferimento alla Call)	Settore (Marittimo/terrestre)	TIPOLOGIA DI PROGETTO (studio/lavoro/pilota)	Titolo del progetto	Breve descrizione del Progetto	data inizio prevista del progetto	data di fine prevista del progetto	Costo totale dell'Azione (€)	Contributo comunitario totale assegnato (€)
2017 Blending 1	MARITTIMO	LAVORI	GAINN4MID	Realizzazione di 4 stazioni di rifornimento L-CNG in IT, 1 terminal multimodale LNG e 1 bunker LNG per il rifornimento navi. Il progetto include il dispiegamento di una rete di 4 stazioni di rifornimento L-CNG in Italia, con un terminal multimodale LNG in Oristano ed un bunker LNG per il rifornimento di LNG per le navi.	01/11/2017	31/08/2020	31.870.000,00	6.165.304,00
2017 Blending 1	STRADALE	LAVORI	BLUE STATION NETWORK	Blue station Network è un'azione che mira a facilitare l'adozione del GNL (bio) da parte del mercato di massa come combustibile alternativo sviluppando l'infrastruttura di 15 stazioni multi-fuel innovative in Francia (11), Italia (2) e UK (2).	01/01/2018	31/12/2020	27.275.000,00	5.455.000,00
2017 Blending 1	MARITTIMO	LAVORI	GAINN4SEA	Il progetto, parte dell'iniziativa GAINN, include l'implementazione di due nuove strutture multimodali per LNG nei porti di Venezia e Livorno.	01/10/2018	30/04/2022	77.728.720,00	14.330.725,00
2017 Blending 2	STRADALE	LAVORI	CRE8 - Creating the Station of the Future	Il Realizzazione di una rete di 32 stazioni di ricarica CNG, 5 LNG e 31 elettriche fast charging lungo la rete Italiana TEN-T.	12/04/2018	31/12/2022	15.271.780,00	3.054.356,00
2017 Blending 2	STRADALE	LAVORI	Snam 4 Mobility	Il progetto prevede la realizzazione di 9 stazioni di ricarica LNG/CNG nell'arco di 5 anni	12/01/2018	31/12/2023	6.921.885,00	1.371.918,00
2017 Blending 2	MARITTIMO	LAVORI	VENICE LNG Facility	Realizzazione, in complementarità con il progetto GAINN4SEA, dell'impianto multimodale di combustibile alternativo LNG nell'area di Venezia	01/04/2019	30/09/2022	60.718.036,00	12.143.607,00
2019- Rflow 1	MARITTIMO	STUDIO	Porto di Trieste: Terminal Ferroviario e Impianto GNL (studio)	L'azione proposta comprende studi ed indagini necessari per la realizzazione delle opere previste dal Piano Regolatore nel Settore n°4 del Porto di Trieste per il recupero ambientale delle aree interessate dall'acciaieria di Servola, la costruzione di un nuovo terminal container (Molo VIII), di un terminal per treni da 750 m, nonché la realizzazione di un terminal LNG a servizio del Porto, nello specifico l'attività prevede la progettazione esecutiva del terminal GNL.	01/09/2020	30/09/2022	6.388.500,00	3.194.250,00

ANNO (in riferimento alla Call)	Settore (Marittimo/ terrestre)	TIPOLOGIA DI PROGETTO (studio/ lavoro/ pilota)	Titolo del progetto	Breve descrizione del Progetto	data inizio prevista del progetto	data di fine prevista del progetto	Costo totale dell'Azione (€)	Contributo comunitario totale assegnato (€)
<b>2019- Reflow 1</b>	MARITTIMO	STUDIO	Deposito Costiero GNL presso il porto di Napoli	L'azione è finalizzata alla conclusione dell'iter progettuale e autorizzativo per la realizzazione di un deposito costiero di GNL nel porto di Napoli da 20.000 m3. Inoltre l'azione si propone di studiare gli aspetti finanziario, economico e sociale connessi alla messa a punto della nuova infrastruttura, individuando la forma societaria più idonea per la gestione dell'impianto e di sviluppare la valutazione costi-benefici dell'investimento. Nello specifico, l'azione copre le seguenti attività: rilievi tecnici e progetti ingegneristici; omologazioni ambientali e tecniche; analisi costi benefici e business case per la nuova struttura aziendale.	27/02/2020	31/12/2021	1.339.064,00	669.532,00
<b>BF - 3 cut off date</b>	STRADALE	LAVORI	Bio-LNG 4 Italy	<p>Il Progetto riguarda la realizzazione di una rete di infrastrutture per la fornitura, lo stoccaggio e l'utilizzo di Bio-LNG e GNL in Italia, con l'obiettivo di sostenere la mobilità a zero e a basse emissioni nel settore del trasporto pesante su strada e la fornitura di impianti per il bunkeraggio ferroviario e marittimo.</p> <p>Il progetto prevede lo sviluppo di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 8 stazioni di rifornimento di Bio-LNG / GNL (6 nel Centro-Sud Italia, 2 nel Nord Italia)</li> <li>- Un impianto di Microliquefazione, per la liquefazione del gas naturale e del biometano del gasdotto, che consente lo stoccaggio e la distribuzione di BioLNG e GNL nel Sud Italia presso 6 stazioni di rifornimento di GNL</li> <li>- Infrastrutture (4 baie di carico e traghetto elettrico) per il caricamento sostenibile di autocarri a GNL presso il Terminale GNL di Panigaglia (Centro-Nord Italia).</li> </ul>	31/08/2020	31/05/2023	19.025.787,00	1.902.578,00

Fonte: ns. elaborazione sulla base dei dati forniti dall'Agenzia INEA.



#### *5.4. Incentivi all'impiego del GNL come forma di propulsione marittima o e allo sviluppo di una flotta veicolare terrestre a GNL*

Tra i vari strumenti finanziari ed economici impiegabili nel settore marittimo al fine di fornire incentivi all'impiego di combustibili ecosostenibili o di natura più "green" rispetto ai carburanti tradizionalmente impiegati nel settore, nonché a supporto dello sviluppo di nuove infrastrutture e facilities a livello marittimo e portuale contraddistinti da minori impatti ambientali, prendendo spunto dalle best practices prevalentemente sviluppate in ambito Nord Europeo è possibile individuare almeno 3 casistiche rilevanti che potrebbero fornire utili spunti di riflessione circa la possibilità di progettare e sviluppare un sistema di incentivazione allo sviluppo di una rete nazionale del GNL ad uso marittimo attraverso l'incentivazione degli utilizzatori primari, ovvero gli armatori. In particolare, in questa sezione del report vengono brevemente descritti tre modelli di incentivazione che potrebbero essere adattati al contesto del GNL come forma di propulsione navale allo scopo di facilitarne la diffusione a livello nazionale:

1. differentiated "fairway" dues in Svezia (differenziale fees in porto);
2. il fondo NO<sub>x</sub> Norvegese;
3. il "Green Award Certificate";
4. il sistema ESI (Environmental Ship Index).

Gli esempi di incentivi soprariportati sono orientati principalmente verso figure che gestiscono, operano o sono proprietari di mezzi navali alimentati a GNL e non verso le figure che investono in infrastrutture di GNL, tuttavia questi modelli di incentivazione consentono di perseguire le medesime finalità sottostanti al supporto diretto rispetto al sistema infrastrutturale, specie se impiegati in modo integrato rispetto ai sistemi di incentivazione e ai modelli di intervento pubblico esaminati nelle sezioni precedenti. Questo tipo di approccio infatti consente di rendere il GNL come soluzione di propulsione marina maggiormente attrattiva per gli utilizzatori del combustibile in oggetto e di conseguenza accelerano la formazione di un mercato del bunkering del GNL, ponendo così le condizioni per una maggiore attrattività del business della gestione delle facilities di storage e bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale da parte degli investitori privati, chiamati a sostenere ingenti investimenti iniziali che presentano tempi di recupero piuttosto estesi a fronte di livelli di rischio finanziario determinato prevalente dalla possibilità di uptaking tecnologico non trascurabile.

Introdotta nel 1998, il modello svedese prevede un sistema di "fairway" dues differenziati, ovvero incentivi finanziari sia per l'acquisto di carburante a basso tenore di zolfo sia per l'investimento in tecnologie volte a ridurre le emissioni di ossidi di azoto. L'amministrazione marittima svedese, l'associazione svedese delle autorità portuali e dei portuali e l'associazione svedese degli armatori sono stati i primi promotori dei presenti incentivi per la riduzione delle emissioni di SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub> nelle zone navigabili nazionali e nell'abito degli specchi acquei riconducibili al sistema portuale svedese.

I presenti "fairway" dues differenziati sono dei veri e propri strumenti economici atti ad incentivare il contenimento delle emissioni di SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub> nelle acque svedesi: attraverso uno sconto sulle tasse portuali, calcolato sulla base di una voce connessa alla stazza lorda (GT) della nave e di una voce connessa alla quantità di carico presente a bordo, vengono "premiare" le navi in grado di ridurre notevolmente le emissioni di zolfo e di ossidi di azoto.

Il funzionamento di tale sistema viene riportato in Tabella 61. Infatti, in presenza di emissioni inferiori a 12 g/kWh, con una quota di carico del motore pari al 75%, il soggetto proprietario dell'asset alimentato a GNL può beneficiare di uno sconto sulla tassa di intensità variabile a seconda dei grammi di emissione di SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub> per kWh.

Tabella 61. Modello svedese dei “fairway” dues differenziati

Selected ports	Discounts			Penalty
	< 2 g/kWh	2-6 g/kWh	6-12 g/kWh	
Port of Gothenburg	0.20	0.10	0.05	
Port of Helsingborg	0.10	0.06- 0.09	0.01- 0.05	
Port of Malmoe	0.15	0.15	0.05	
Port of Stockholm	0.20	0.15	0.05	0.10

Fonte: <http://www.gasmotion.com>

Come mostrato nella tabella sopra riportata, all’aumentare delle emissioni, fino a 12 g/kWh, diminuiscono gli sconti sulle tasse portuali: a titolo esemplificativo, sotto la soglia di 2 g/kWh di emissioni, lo sconto sulle tasse portuali ammonta a euro 0,18 per GT. Ciò significa che un traghetto alimentato a GNL, gode di uno sconto sulle tasse portuali complessivamente pari a 0,28 euro per GT. In presenza, invece, di emissioni superiori a 12 g/kWh, sempre con una quota di carico del motore pari al 75%, non si beneficia dello sconto NO<sub>x</sub> sulle tasse portuali. Il presente modello di incentivazione a favore delle compagnie armatoriali potrebbe essere impiegato allo stesso modo anche per l’impiego delle diverse soluzioni di bunkering di GNL applicando lo sconto sulle tasse portuali e/o sui canoni connessi alle concessioni dei terminal di tipo GNL.

Con riferimento, invece, alle strategie di incentivazione degli investimenti di tipo “green” applicati in ambito norvegese, occorre considerare sia la Convenzione sull’inquinamento transfrontaliero a grande distanza<sup>33</sup> sia il protocollo di Göteborg<sup>34</sup>. Quest’ultimo, in particolare, tratta misure volte a ridurre l’acidificazione, l’eutrofizzazione e l’ozono troposferico fissando limiti massimali di emissione in atmosfera di quattro inquinanti, ovvero lo zolfo, gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), il particolato e i composti organici volatili (COV).

Come iniziativa complementare, è stato firmato un accordo ambientale per il fondo NO<sub>x</sub> tra 14 organizzazioni imprenditoriali e il Ministero dell’Ambiente<sup>35</sup> Norvegese: tutti gli attori economici norvegesi che emettono NO<sub>x</sub> possono scegliere tra due opzioni, ovvero pagare la tassa di 2 euro/kg oppure diventare membri del fondo, pagando così soltanto il 25% circa del prelievo fiscale per coloro che non sono membri. Il Fondo NO<sub>x</sub> applica una tassa sulle emissioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), durante la produzione di energia, alle seguenti fonti energetiche:

- ✓ macchine di propulsione con una capacità installata totale di oltre 750 kW,
- ✓ motori, caldaie e turbine con una capacità installata totale superiore a 10 MW,
- ✓ razzi su installazioni offshore e su strutture a terra.

Attraverso la registrazione al fondo NO<sub>x</sub>, una società appartenente può beneficiare di un’aliquota ridotta per kg di NO<sub>x</sub> emesso. I membri hanno inoltre la possibilità di richiedere sostegno monetario per investimenti volti a ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub> in Norvegia, fino al 75% dell’investimento richiesto per tali misure. Tali investimenti devono attenersi alle seguenti aree di intervento:

- ✓ nuove costruzioni e retrofitting di propulsori a gas;
- ✓ stazioni di rifornimento per gas;

<sup>33</sup> Firmata a Ginevra nel 1979, nell’ambito della Commissione economica per l’Europa delle Nazioni Unite (UNECE) ed entrata in vigore nel 1983, la Convention on long-range transboundary air pollution, (CLRTAP) o, in italiano, Convenzione sull’inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza, stabilisce un sistema che permette ai governi di collaborare tra loro con il fine ultimo di proteggere la salute umana e l’ambiente dall’inquinamento atmosferico a livello globale.

<sup>34</sup> Dal 1979, anno della firma, la CLRTAP è stata ampliata da 8 protocolli specifici, tra cui il Protocollo di Göteborg del 1999, approvato dal Consiglio a nome dell’UE nel giugno 2003.

<sup>35</sup> Firmato il 14 maggio 2008, l’accordo in esame prendeva in considerazione la copertura dell’orizzonte temporale 2008-2010; successivamente, nel 2011, tale accordo è stato prorogato fino al 2017.

- ✓ nuove e promettenti misure di riduzione degli NO<sub>x</sub>;
- ✓ riduzione catalitica con l'uso dell'urea;
- ✓ propulsione a batteria di traghetti per auto e passeggeri;
- ✓ gas nell'industria terrestre;
- ✓ modifiche al motore e retrofitting;
- ✓ altre misure di riduzione degli NO<sub>x</sub>.

Il modello di incentivazione norvegese rappresenta quindi una reale opportunità di ottenere fondi per gli investimenti in tecnologie “green”, a tasso agevolato e/o a fondo perduto e, inoltre, comporta la possibilità per i terminal portuali per lo storage e il bunkering di GNL di offrire prezzi più competitivi rispetto ai competitors ad alto livello di emissioni NO<sub>x</sub>.

Esistono poi dei sistemi di incentivazione su base volontaria come, ad esempio, la certificazione Green Award, presentata dal porto di Rotterdam, che consiste in un modello di incentivi fiscali capace di offrire la possibilità di ottenere sconti sulle tasse portuali alle navi certificate.

Un'ulteriore tipologia di incentivo basato su accordi volontari è l'Environmental Ship Index (ESI). In ragione del crescente impegno dei principali porti del mondo nel ridurre il loro impatto ambientale e, più nello specifico, le emissioni di gas serra ed inquinanti atmosferici nelle aree portuali, la Association of Ports and Harbors (IAPH) ha avviato nel 2011 il progetto ESI nell'ambito del World Port Climate Initiative (WPCI<sup>36</sup>). Il progetto mira a fornire ai porti uno strumento per l'identificazione delle navi con prestazioni ambientali migliori rispetto agli standard fissati dall'International Maritime Organisation (IMO) al fine di definire delle misure di incentivazione per premiare e sostenere i comportamenti virtuosi delle compagnie di navigazione. In particolare, l'ESI è un indice volontario che permette di valutare la quantità di ossido di azoto (NO<sub>x</sub>) e ossido di zolfo (SO<sub>x</sub>) emessi da ciascuna nave. Nel computo sono altresì incluse le emissioni di gas serra e viene premiato l'utilizzo della tecnologia Onshore Power Supply (OPS) per l'alimentazione energetica della nave durante le fasi di ormeggio in banchina in modo da limitare anche le emissioni acustiche.

I punteggi ESI di ciascuna nave variano da 0 (piena conformità alla normativa internazionale sull'impatto ambientale) a 100, che indica emissioni prossime allo zero. Su base volontaria, gli armatori registrano il proprio naviglio nella banca dati ESI dove viene calcolato il loro punteggio. L'indice viene successivamente impiegato dai porti e da altri enti fornitori di incentivi per premiare le navi più “green” (ad esempio offrendo sconti sui diritti portuali parametrati ai punteggi ESI ottenuti), ma può anche essere utilizzato dai caricatori e dagli armatori come strumento promozionale e di marketing.

Attualmente, più di 7.000 navi in tutto il mondo sono registrate nel database ESI e ci sono più di 50 organizzazioni (la maggior parte delle quali porti) che forniscono attivamente incentivi a navi più pulite sulla base dell'ESI. I punteggi ESI delle navi partecipanti e i tipi di incentivi forniti da ciascun fornitore di incentivi sono disponibili pubblicamente sul sito web ESI. Attualmente 8.426 navi sono state registrate nel database e 58 porti hanno aderito all'iniziativa definendo incentivi e misure premianti ad-hoc (Figura 35).

---

<sup>36</sup> Dal 2018 World Port Sustainability Program (WPSP).



Tabella 62. Quadro sintetico delle diverse opportunità di supporto e incentivazione pubblica allo sviluppo della rete GNL in ambito marittimo portuale

Opzioni di incentivazione	Breve descrizione	Applicabilità in ambito GNL	Criticità in ambito GNL
Public-Private Partnership (PPP)	<p>Strumento per la governance e il finanziamento delle infrastrutture in termini di realizzazione ex novo di progetti infrastrutturali o di rifacimento o modernizzazione di infrastrutture di trasporto e di logistica già esistenti. Si tratta di accordi contrattuali che legano uno o più partner del settore pubblico con uno o più partner del settore privato volti ad assicurare una maggiore partecipazione dei privati rispetto alle attività connesse all'infrastruttura. La realizzazione di una PPP può riguardare il rinnovamento, la costruzione, l'operatività, la manutenzione, la gestione di una facility o un sistema infrastrutturale.</p>	<p>Largamente applicabile nell'ambito del GNL in quanto le PPP sono ampiamente diffuse a livello internazionale, soprattutto in relazione ad investimenti infrastrutturali relativi al mondo della logistica e dei trasporti che si configurino come "megaproject".</p> <p>Prevedendo la ripartizione delle responsabilità e dei rischi connessi alla realizzazione di infrastrutture tra operatori pubblici e privati, le PPP sono applicabili nell'ambito di infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo e portuale in quanto si tratta di infrastrutture ad alto tenore tecnologico e caratterizzate da elevato rischio d'impianto.</p> <p>Viste gli elevati livelli di complessità gestionale che caratterizzano le facilities e le infrastrutture per il GNL, le PPP consentono il coinvolgimento di soggetti privati, anche mediante l'apporto di capitali propri (volti a sostituire/integrare quelli messi a servizio dell'attività dal soggetto pubblico) nell'ambito delle attività di progettazione, costruzione e gestione di questo tipo di opere, che altrimenti non si verificherebbe diffusamente.</p>	
Accesso a certificati "green"	<p>I certificati "green", ovvero, titoli che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili, sono nati per sostituire il sistema di incentivi denominati Cip 6, introdotti nel 1992 tramite delibera del Comitato interministeriale dei prezzi.</p>	<p>Con la sempre più marcata rilevanza del GNL in ambito marittimo-portuale, è stata presa in esame la proposta di adattare il concetto dei certificati verdi anche con riferimento al gas naturale liquefatto. Infatti, la predisposizione di prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e "assimilate", potrebbe includere anche il gas naturale liquefatto in un'ottica di riduzione delle emissioni nocive.</p> <p>La creazione di un mercato di certificati "verdi" e la possibilità di applicare gli stessi al settore del GNL, nasce dall'imposizione, a decorrere dal 2002 e relativa ai soggetti che producono o importano più di 100 GWh di energia elettrica da fonti convenzionali di produrre, l'anno successivo, almeno il 2% della propria quota energetica da fonti FER, percentuale successivamente incrementata fino al 3,1 %.</p>	<p>Ad oggi tali certificati vengono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) su indicazione del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) secondo precisi coefficienti di conversione i quali permettono di quantificare l'energia netta riconosciuta all'intervento, calcolata come prodotto tra l'energia effettivamente generata e il coefficiente stesso, ovvero una costante fissa differenziata per singola fonte di energia.</p>



Opzioni di incentivazione	Breve descrizione	Applicabilità in ambito GNL	Criticità in ambito GNL
Accesso a certificati neri	<p>Introdotti grazie alla Direttiva 2003/87/CE, i certificati neri fanno parte dei meccanismi di incentivazione diffusi soprattutto in Italia, per la promozione della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra tramite criteri di efficienza economica e di efficacia dei costi.</p> <p>Tale direttiva deve essere applicata a tre diverse tipologie di attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- attività energetiche e di conseguenza, raffinerie di petrolio o impianti in generale con potenza calorifica superiore a 20MW;</li> <li>- attività di produzione e trasformazione dei metalli fossili;</li> </ul> <p>industrie di prodotti minerali.</p>		<p>La Direttiva 2003/87/CE introduce un duplice obbligo nei confronti degli impianti di deposito, stoccaggio e bunkering di GNL, legato da una parte alla necessità di disporre di un permesso all'emissione di gas serra in atmosfera e dall'altra all'emissione di un certo numero di certificati neri pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'intero esercizio. Questo tipo di incentivazione rispetto all'impiego del GNL in ambito marittimo-portuale, tuttavia, potrebbe presentare alcuni elementi di criticità in ragione del fatto che questa soluzione per la propulsione navale non sembra capace di contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.</p>
Accesso a certificati bianchi	<p>Entrati in vigore nel 2005, i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), ovvero i certificati bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli impieghi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.</p> <p>I certificati bianchi emessi sono distinti in quattro tipologie:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) certificati bianchi di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;</li> <li>b) certificati bianchi di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;</li> </ul>	<p>Il sistema dei certificati bianchi prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente obiettivi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (TEP). Il GSE riconosce un certificato per ogni TEP di risparmio conseguito grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica: ogni certificato viene poi emesso dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) su appositi conti per essere poi scambiati e valorizzati sulla piattaforma di mercato.</p> <p>Tra le molteplici tipologie di intervento di tipo "green" oggetto di incentivazione mediante i certificati bianchi troviamo il recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL, con riferimento al settore industriale, e l'acquisto di unità/mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno, per quanto concerne il settore delle reti, dei servizi e dei trasporti.</p> <p>Mentre il primo intervento si riferisce esclusivamente ad una nuova installazione (e non ad una sostituzione) e, di conseguenza, il secondo si riferisce all'acquisto di nuove unità di trasporto oppure alla sostituzione /</p>	

Opzioni di incentivazione	Breve descrizione	Applicabilità in ambito GNL	Criticità in ambito GNL
	<p>c) certificati bianchi di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;</p> <p>d) certificati bianchi di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.</p>	<p>refitting degli impianti propulsivi di unità/mezzi di trasporto esistenti. Tra gli interventi di efficienza energetica relativi al settore dei trasporti e incentivabili nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, troviamo anche interventi connessi all'impiego di mezzi a GNL, così come si evince dalla Guida Operativa del DM 11 gennaio 2017, pubblicata mediante il decreto direttoriale del 30 aprile 2019 e predisposta per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti afferenti al Meccanismo dei Certificati Bianchi.</p>	
<p>Meccanismi di finanziamento riconducibili al mercato obbligazionario (bond market) che rientrano nel Green Bond Project</p>	<p>Considerando l'importanza dei finanziamenti pubblici nei confronti del supporto agli investimenti in grandi infrastrutture di logistica e di trasporto, occorre evidenziare anche il quadro normativo e istituzionale (a livello nazionale o sovranazionale). In Italia, il ruolo del soggetto pubblico nell'ambito della pianificazione, realizzazione e finanziamento delle principali infrastrutture di trasporto, salvo la specifica normativa dettata con riferimento ai diversi settori, può essere ricondotto al Programma delle Infrastrutture Strategiche (PIS). Il presente programma regola in modo organico, a livello normativo, programmatico, gestionale e finanziario la realizzazione e lo sviluppo delle opere pubbliche considerate "strategiche e di preminente interesse nazionale".</p>		<p>Nonostante si tratti di un'organismo particolarmente sensibile nei confronti del finanziamento di infrastrutture energetiche o di trasporto atte a creare un effetto volano positivo sui territori in cui insistono, nell'XI Allegato Infrastrutture del PIS (settembre 2013), non compaiono opere, investimenti ed impianti connessi al deposito, stoccaggio e bunkering del GNL tra quelle indicate come infrastrutture volte a potenziare le infrastrutture per la logistica e il trasporto con valenza strategica per la libera circolazione di persone e merci e per la competitività del paese.</p>
<p>Strumenti finanziari emessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) e dalla World Bank</p>	<p>Tra gli strumenti finanziari previsti dalla BEI, l'LGTT, acronimo di Loan Guarantee Instrument for Trans-European Transport Network Projects ("Strumento di garanzia del prestito per progetti di trasporti delle reti trans-europee") consiste in un meccanismo finanziario innovativo concepito e istituito congiuntamente dalla CE e dalla BEI avente l'obiettivo di facilitare la partecipazione del settore privato nei progetti che riguardano le reti trans-europee dei trasporti (RTE-T).</p>	<p>Tali organismi presentano una particolare sensibilità nei confronti del finanziamento di infrastrutture energetiche o di trasporto atte a creare un effetto volano positivo sui territori in cui insistono.</p>	



Opzioni di incentivazione	Breve descrizione	Applicabilità in ambito GNL	Criticità in ambito GNL
	<p>L'LGTT rappresenta quindi uno strumento di garanzia del prestito per progetti di trasporto che normalmente hanno difficoltà ad attrarre fondi privati in ragione dei livelli relativamente alti di rischio sul piano delle entrate durante le fasi operative iniziali del progetto. Infatti, l'LGTT copre una parte di questi rischi per migliorare la solidità finanziaria del progetto.</p>		
<p>Contributi a fondo perduto ed erogazione di finanziamenti a tasso agevolato</p>	<p>Con riferimento ai fondi stanziati dall'UE, il CEF (Connecting Europe Facility, CEF - Meccanismo per collegare l'Europa, MCE), è lo strumento finanziario dell'UE diretto a migliorare le reti europee nei settori dei trasporti, dell'energia e delle telecomunicazioni.</p> <p>Tale strumento, infatti, intende incrementare gli investimenti pubblici e privati nel campo delle succitate reti trans-europee. Volto a supportare progetti di interesse comune, diretti allo sviluppo e alla costruzione di nuovi servizi e infrastrutture o all'ammodernamento di quelli esistenti (dando priorità ai collegamenti mancanti nel comparto dei trasporti), il CEF sostiene progetti con un valore aggiunto a livello europeo e significativi benefici per la società che altrimenti non riceverebbero finanziamenti adeguati dal mercato.</p>	<p>La straordinaria valenza dei contributi a fondo perduto, ed in particolare del programma CEF, in relazione a progetti per la pianificazione e la realizzazione di infrastrutture per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo-portuale è ben rappresentata dalla Tabella 60 che evidenzia come i progetti riguardanti il GNL abbiano ricevuto un Contributo comunitario totale assegnato pari a circa 100 milioni di euro, a fronte di un costo complessivo di investimento superiore ai 300 milioni di euro.</p>	
<p>Credito d'imposta</p>	<p>La nuova disciplina introdotta dalla legge di Bilancio 30 dicembre 2020 n. 178 (commi da 1051 a 1063) prevede, per gli investimenti in beni strumentali nuovi, ricompresi nell'allegato A della legge di Bilancio 11 Dicembre 2016 n. 232, un credito d'imposta del</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 50% del costo del bene, per la quota di investimenti fino a 2,5 milioni di euro,</li> <li>- 30% del costo, per la quota di investimenti superiori a 2,5 milioni e fino a 10 milioni,</li> <li>- 10% del costo, per gli investimenti tra 10 e 20 milioni di euro.</li> </ul>	<p>Tra le voci indicate negli allegati A e B della legge 11 dicembre 2016 n. 232 possiamo riepilogarne alcuni maggiormente affini alla catena delle infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL in ambito marittimo e portuale:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beni strumentali il cui funzionamento è controllato da sistemi computerizzati o gestito tramite opportuni sensori e azionamenti</li> <li>- Sistemi per l'assicurazione della qualità e della sostenibilità</li> <li>- Beni immateriali come software, sistemi e system integration, piattaforme e applicazioni) connessi a investimenti in beni materiali «Industria 4.0»</li> </ul>	

Opzioni di incentivazione	Breve descrizione	Applicabilità in ambito GNL	Criticità in ambito GNL
	<p>Per gli investimenti in beni strumentali immateriali funzionali ai processi di trasformazione 4.0 (allegato B, legge 11 dicembre 2016, n. 232) è riconosciuto un credito d'imposta nella misura del 20% del costo nel limite massimo dei costi ammissibili pari a 1.000.000 di euro (sono agevolabili anche le spese per servizi sostenute mediante soluzioni di cloud computing per la quota imputabile per competenza).</p>	<p>Il credito d'imposta risulta cumulabile con altre agevolazioni che abbiano ad oggetto i medesimi costi, a condizione che tale cumulo, tenuto conto anche della non concorrenza alla formazione del reddito e della base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive di cui al periodo precedente, non porti al superamento del costo sostenuti.</p>	
Recovery fund	<p>Il Recovery Fund, o Next generation EU come denominato da parte della Commissione Europea, sarà lo strumento per eccellenza, a livello europeo, per la ripresa economica dei 27 paesi della CE. Attraverso lo strumento del Recovery Fund sono stati complessivamente stanziati 750 miliardi di euro, che verranno poi ripartiti tra i paesi membri. L'Italia, in particolare, potrà contare su 81,4 miliardi in contributi a fondo perduto e su 127,4 miliardi in finanziamenti agevolati.</p>	<p>Il Ministero della Transizione Ecologica, di recente costituzione in Italia, ricoprirà un ruolo centrale nella gestione e allocazione dei fondi del Recovery Fund: questo potrà garantire una sempre maggiore centralità alle tematiche green e in particolare all'utilizzo del GNL</p>	
Incentivi all'impiego del GNL come forma di propulsione marittima o e allo sviluppo di una flotta veicolare terrestre a GNL	<p>Osservando le best practices prevalentemente sviluppare in ambito Nord Europeo, occorre porre attenzione su 4 casistiche rilevanti:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. differentiated "fairway" dues in Svezia (differenziale fees in porto);</li> <li>2. il fondo NOX Norvegese;</li> <li>3. il "Green Award Certificate";</li> <li>4. il sistema ESI (Environmental Ship Index).</li> </ol>	<p>Osservando le tali best practices, è possibile riscontrare la possibilità di progettare e sviluppare un sistema di incentivazione allo sviluppo di una rete nazionale del GNL ad uso marittimo attraverso l'incentivazione degli utilizzatori primari ovvero gli armatori, allo scopo di facilitarne la diffusione a livello nazionale.</p> <p>Le presenti casistiche sono orientate principalmente verso figure che gestiscono, operano o sono proprietari di mezzi navali alimentati a GNL e non verso le figure che investono in infrastrutture di GNL, tuttavia questi modelli di incentivazione consentono di perseguire le medesime finalità sottostanti al supporto diretto rispetto al sistema infrastrutturale, specie se impiegati in modo integrato rispetto agli altri sistemi di incentivazione e modelli di intervento pubblico sopra citati.</p> <p>In questo modo è possibile rendere la soluzione di propulsione marina a GNL maggiormente attrattiva per gli utilizzatori del combustibile in oggetto</p>	

Opzioni di incentivazione	Breve descrizione	Applicabilità in ambito GNL	Criticità in ambito GNL
		accelerando così la formazione di un mercato del bunkering del GNL e l'attrattività di investitori privati nel business.	

## *Bibliografia*

- Bovaird T. (2004). Public-Private Partnerships: from contested concepts to prevalent practice. *International Review of Administrative Sciences*. Vol. 70 (2), pp. 199-215.
- Carmona M. (2010), “The regulatory function in public-private partnerships for the provision of transport infrastructure”, *Research in Transportation Economics*, 30(1): 110-125.
- Grimsey D., Lewis M.K. (2002), “Evaluating the risks of public private partnerships for infrastructure projects”, *International Journal of Project Management*, 20(2): 107-118.
- Guasch J.L., Laffont J.J., Straub S. (2006), “Renegotiation of concession contracts: a theoretical approach”, *Review of Industrial Organization*, 29(1-2): 55-73.
- Kumaraswamy M.M., Zhang X.Q. (2001). Governmental role in BOT-led infrastructure projects. *International Journal of Project Management*. Vol. 19 (4), pp. 195-205.
- Midoro R., Parola F. (2011), *Le strategie delle imprese nello shipping di linea e nella portualità. Dinamiche competitive e forme di cooperazione*, FrancoAngeli, Milano.
- Ng A., Loosemore M. (2007), “Risk allocation in the private provision of public infrastructure”, *International Journal of Project Management*, 25(1): 66-76.
- Rall J., Reed J.B., Farber N.J. (2010), *Public-private partnerships for transportation: A toolkit for legislators*, National conference of State Legislatures, Washington (DC).
- Satta G., Parola F. (2012), *The internationalization process of container port firms: assessing the determinants of entry-mode choices*, FrancoAngeli, Milan, Italy.
- Van Ham H., Koppenjan J. (2001). Building public-private partnerships: assessing and managing risks in port development. *Public Management Review*. Vol. 3 (4), pp. 593-616.