

# Documento di consultazione sulla configurazione infrastrutturale del Collegamento Virtuale per la Sardegna

DOCUMENTO PREDISPOSTO AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE  
279/2022/R/COM DEL 28 GIUGNO 2022



## Sommario

1	Introduzione.....	4
2	Scenario congiunto Snam-Terna di domanda gas in Sardegna.....	4
3	Opere e Servizi della <i>Virtual Pipeline</i> .....	6
3.1	Criteri di dimensionamento dei terminali di rigassificazione in Sardegna .....	6
3.2	Sud – Terminale di Portovesme .....	7
3.2.1	Criteri di dimensionamento del Terminale di Portovesme .....	7
3.2.2	Caratteristiche tecniche del Terminale di Portovesme .....	8
3.2.3	Caratteristiche economiche del Terminale di Portovesme.....	9
3.3	Centro – Terminale di Oristano.....	9
3.3.1	Criteri di dimensionamento del Terminale di Oristano .....	9
3.3.2	Caratteristiche Tecniche del Terminale di Oristano.....	10
3.3.3	Caratteristiche economiche del Terminale di Oristano.....	10
3.4	Nord – Terminale di Porto Torres.....	10
3.4.1	Criteri di dimensionamento del Terminale di Porto Torres .....	10
3.4.2	Caratteristiche Tecniche del Terminale di Porto Torres.....	12
3.4.3	Caratteristiche economiche del Terminale di Porto Torres.....	12
3.5	Servizio di trasporto del GNL a mezzo di navi spola.....	12
3.5.1	<i>LNG Carrier</i> con capacità di stoccaggio da 30.000 m <sup>3</sup> di GNL.....	13
3.5.2	<i>LNG Carrier</i> con capacità di stoccaggio da 7.500 m <sup>3</sup> di GNL.....	13
3.6	Terminale di OLT .....	13
3.6.1	Progetto di <i>vessel reloading</i> del Terminale di OLT .....	13
3.6.2	Aumento numero allibi per il <i>vessel reloading</i> .....	14
3.7	Terminale di Panigaglia .....	14
3.7.1	Progetto di <i>vessel reloading</i> del Terminale di Panigaglia .....	14
3.7.2	Progetto di ammodernamento e di aumento ricevibilità navi presso il Terminale di Panigaglia .....	15
3.7.3	Caratteristiche economiche degli interventi presso il Terminale di Panigaglia .....	15
4	Valutazioni sul Terminale di Cagliari.....	15
4.1	Inquadramento generale del progetto del Terminale di Cagliari .....	16
4.2	Punti di attenzione sul progetto del Terminale di Cagliari .....	16

## Indice delle Tabelle

Tabella 1: Scenario congiunto Snam-Terna fabbisogno gas totale in Sardegna a regime.....	4
Tabella 2: Scenario congiunto Snam-Terna: fabbisogno gas trasportato via rete energetica in Sardegna a regime .....	5
Tabella 3: Scenario congiunto Snam-Terna: fabbisogno gas trasportato a mezzo autobotti criogeniche .....	5
Tabella 4: Flotta FSRU Small Size.....	11

## Indice delle Figure

Figura 1: Tratti di rete energetica di Enura SpA.....	5
---	---

## 1 Introduzione

Come previsto dalla Delibera n° 279 del 28 giugno 2022, il presente documento è stato redatto da Snam SpA, in qualità di gestore della rete di trasporto del gas naturale al fine di fornire informazioni sul dimensionamento degli interventi relativi al Collegamento Virtuale (anche "Virtual Pipeline") per la Sardegna, la cui configurazione è stata individuata all'interno del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 marzo 2022<sup>1</sup> (c.d. "DPCM Sardegna").

## 2 Scenario congiunto Snam-Terna di domanda gas in Sardegna

Con riferimento alla Delibera ARERA n. 279 del 28 giugno 2022, Snam SpA e a Terna SpA hanno sviluppato congiuntamente un documento<sup>2</sup> ("Scenario congiunto Snam-Terna") sugli scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale ("GN") relativi alla Regione Sardegna, coerentemente con i più recenti scenari ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani, suddiviso sia per settori merceologici che per i principali bacini serviti da rete energetica del Sud, del Centro e del Nord dell'Isola.

Di seguito è riportata una sintesi dello Scenario congiunto Snam-Terna relativa alla domanda gas a regime prevista nell'Isola. Per maggiori dettagli si rimanda al documento "Scenario di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna".

Il suddetto scenario di domanda gas prevede a regime un fabbisogno annuo di gas naturale pari a circa 1 miliardo di Sm<sup>3</sup> come illustrato nella Tabella 1.

Tabella 1: Scenario congiunto Snam-Terna fabbisogno gas totale in Sardegna a regime

(MSm <sup>3</sup> )	SUD	CENTRO	NORD	TOTALE
Civile + Terziario	89	51	86	226
Industria	577	57	69	703
Autotrazione	43	20	38	100
Termoelettrico	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>709</b>	<b>128</b>	<b>193</b>	<b>1029</b>

In particolare, si prevede di trasportare attraverso i tratti di rete previsti di Enura SpA, società controllata da Snam SpA (55% del capitale sociale<sup>3</sup>) creata per la realizzazione e la gestione dei previsti tratti di rete energetica in Sardegna, un quantitativo annuale di gas naturale pari a circa 760 milioni di Sm<sup>3</sup>, come illustrato in Tabella 2.

<sup>1</sup> Pubblicato sulla G.U. n. 125 del 30/05/2022

<sup>2</sup> "Scenario di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna" predisposto ai sensi della Deliberazione 28 giugno 2022 279/2022/R/COM

<sup>3</sup> La quota restante del capitale sociale è detenuta da SGI SpA

Tabella 2: Scenario congiunto Snam-Terna: fabbisogno gas trasportato via rete energetica in Sardegna a regime

(MSm <sup>3</sup> )	SUD	CENTRO	NORD	TOTALE
Civile + Terziario	67	16	50	133
Industria	515	30	52	597
Autotrazione	15	4	11	30
Termoelettrico	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>597</b>	<b>50</b>	<b>113</b>	<b>760</b>



Figura 1: Tratti di rete energetica di Enura SpA

In aggiunta a quanto sopra, lo Scenario Congiunto Snam-Terna prevede volumi cosiddetti "offgrid", ovvero legati ad utenze non collegate ai tratti di rete di trasporto rappresentati in figura, ma dotate di depositi satellite di gas naturale liquefatto ("GNL"), approvvigionati, a partire dai terminali di rigassificazione e/o depositi costieri ubicati sull'Isola, a mezzo di autobotti criogeniche. Tali volumi *offgrid* sono dettagliati per settore e area geografica nella Tabella 3 sotto.

Tabella 3: Scenario congiunto Snam-Terna: fabbisogno gas trasportato a mezzo autobotti criogeniche

(MSm <sup>3</sup> )	SUD	CENTRO	NORD	TOTALE
Civile + Terziario	22	35	36	93
Industria	62	27	17	106
Autotrazione	28	16	27	70
<b>Totale</b>	<b>112</b>	<b>78</b>	<b>80</b>	<b>269</b>

### 3 Opere e Servizi della *Virtual Pipeline*

Il dimensionamento delle infrastrutture e degli *asset* facenti capo al Collegamento Virtuale per la Sardegna, analizzato in dettaglio nei seguenti paragrafi, è stato pertanto rivisto a partire da uno scenario di domanda gas a regime, servita dai tratti della rete energetica Enura SpA, pari a circa 760 milioni di Sm<sup>3</sup> all'anno. Sono inoltre state condotte *sensitivity* anche per verificare l'impatto dell'eventuale inclusione dei volumi attualmente ipotizzati come *offgrid* per una domanda complessiva pari a circa 1 miliardo di Sm<sup>3</sup>.

Il presente capitolo riporta l'aggiornamento del dimensionamento e le relative caratteristiche tecniche ed economiche delle infrastrutture e degli *asset* facenti parte della configurazione infrastrutturale del Collegamento Virtuale, individuata dal DPCM Sardegna, alla luce degli scenari di domanda gas sopra descritti.

In tal senso, il DPCM Sardegna all'art. 4 prevede che *"la rete nazionale del trasporto del gas è estesa, anche ai fini tariffari, alla Sardegna attraverso un collegamento virtuale, quale sistema operato dal gestore della rete nazionale per il trasporto di gas naturale in Sardegna"*. In particolare, l'Art.2, comma 4 del DPCM Sardegna individua le seguenti opere ed interventi come parte della configurazione infrastrutturale della *Virtual Pipeline*:

1. Adeguamento impiantistico e l'ammodernamento del Terminale GNL di Panigaglia ("Terminale di Panigaglia") per (i) consentire il ricaricamento del GNL ("*Vessel Reloading*") su bettoline (navi metaniere *small scale*) e (ii) per *"garantire la continuità dell'esercizio per la durata di funzionamento del collegamento virtuale"*;
2. Adeguamento del terminale *offshore* di Livorno ("Terminale di OLT"), per permettere un maggior numero di accosti per il caricamento di GNL sulle navi metaniere *small scale* per l'approvvigionamento dell'Isola;
3. L'ormeggio di una *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) presso il porto di Portovesme dimensionalmente adeguata a servire i bacini di consumo della Città metropolitana di Cagliari e, in generale, il segmento industriale e termoelettrico del sud della Sardegna;
4. L'ormeggio di una FSRU presso il porto industriale di Porto Torres dimensionalmente adeguata a servire i bacini di consumo della Città metropolitana di Sassari e il settore industriale e termoelettrico del nord dell'Isola;
5. Un impianto di stoccaggio e rigassificazione *onshore* nell'area portuale di Oristano dimensionalmente adeguato a servire i bacini di utenza limitrofi;
6. Le opere strumentali necessarie alla realizzazione o all'adeguamento delle infrastrutture sopraelencate.

Il DPCM Sardegna prevede, inoltre, che i suddetti terminali di rigassificazione di Portovesme, Oristano e Porto Torres siano collegati ai sopracitati principali bacini di consumo attraverso tratti di rete energetica per il trasporto del gas naturale.

#### 3.1 Criteri di dimensionamento dei terminali di rigassificazione in Sardegna

Il dimensionamento dei terminali di rigassificazione in Sardegna previsti dal DPCM Sardegna richiede l'ottimizzazione di diversi parametri tra cui:

- La domanda annua a regime di gas naturale per i bacini di consumo, serviti da tratti di rete energetica, del Sud, del Centro e del Nord dell'Isola;

- Il profilo di domanda giornaliera a regime di ciascun bacino di consumo considerando i picchi di domanda nel periodo invernale;
- I necessari quantitativi di GNL per il mantenimento di un opportuno livello di riserva strategica ("*safety stock*") per soddisfare la domanda media giornaliera via rete energetica per almeno 15 giorni continuativi in caso di situazioni emergenziali connesse al ritardo nell'approvvigionamento via *Virtual Pipeline*;
- I vincoli tecnico-operativi dei terminali di rigassificazione di OLT e Panigaglia, in relazione alla disponibilità del servizio di *vessel reloading* su navi spola;
- La durata tecnica dei *roundtrip* per il trasporto del GNL dai terminali di rigassificazione regolati italiani.

## 3.2 Sud – Terminale di Portovesme

### 3.2.1 Criteri di dimensionamento del Terminale di Portovesme

Con riferimento al Sud della Sardegna, il DPCM Sardegna prevede la realizzazione di un terminale di rigassificazione di tipo FSRU all'interno del porto industriale di Portovesme.

A partire dai criteri di dimensionamento illustrati nel paragrafo precedente, e considerando in particolare:

- una domanda annua a regime di gas naturale pari a circa 600 MSm<sup>3</sup> in accordo allo Scenario congiunto Snam-Terna per il Sud della Sardegna da servire attraverso il Tratto Sud della rete energetica;
- il fabbisogno giornaliero massimo a regime pari a circa 3.400 m<sup>3</sup> di GNL (equivalenti a circa 2 milioni di Sm<sup>3</sup>/giorno);
- un roundtrip di 6 giorni tra il Terminale di Panigaglia<sup>4</sup> e il Terminale di Portovesme
- la disponibilità di ormeggio al pontile del Terminale di Panigaglia;

risulta necessario approvvigionare il Terminale di Portovesme a mezzo di una nave spola dedicata con una capacità di stoccaggio pari a circa 30.000 m<sup>3</sup> di GNL, al fine di massimizzare l'efficienza operativa del trasporto di GNL dalla Penisola.

Per quanto riguarda il dimensionamento della FSRU di Portovesme è stato identificato un fabbisogno di capacità di stoccaggio di GNL, considerando i seguenti vincoli:

- La possibilità di scaricare una *LNG Carrier* con capacità di stoccaggio da circa 30.000 m<sup>3</sup> di GNL al fine di ottimizzare il *roundtrip*;
- La necessità di almeno circa 45.000 m<sup>3</sup> di GNL per funzioni di *safety stock*, equivalenti a 15 giorni di domanda media.

Alla luce di quanto sopra, il dimensionamento minimo della FSRU di Portovesme, per servire la domanda via rete energetica identificata nello Scenario congiunto Snam-Terna, risulterebbe essere pari ad almeno 75.000 m<sup>3</sup> di GNL, senza considerare i fabbisogni di *hee*<sup>5</sup> della FSRU stessa.

<sup>4</sup> il Terminale di OLT risulta non fungibile per il caricamento di navi da 30.000 m<sup>3</sup> di GNL in quanto idoneo ad ospitare navi fino a 120 metri di lunghezza.

<sup>5</sup> Quantitativo minimo di GNL che deve essere presente nei serbatoi per mantenere operativa la FSRU.

Peraltro, qualora si considerassero anche i volumi *offgrid* (circa 112 MSm<sup>3</sup>/anno), la capacità di stoccaggio necessaria sarebbe pari a circa 80.000 m<sup>3</sup> di GNL.

A fronte di tale esigenza di capacità di stoccaggio si osserva che il mercato dei terminali FSRU annovera, tra terminali esistenti e attualmente in costruzione, 50<sup>6</sup> unità di cui:

- *Large Size*: 33 FSRU "*newbuilt*", ovvero realizzate *ex-novo* sul *design* di *LNG Carrier* con capacità di stoccaggio maggiore di 160.000 m<sup>3</sup> di GNL;
- *Mid Size*: 13 FSRU realizzate a partire da conversione di *LNG Carrier* (125.000 m<sup>3</sup> - 140.000 m<sup>3</sup>) già esistenti;
- *Small Size*: 4 FSRU "*newbuilt*", ovvero realizzate *ex-novo*, come chiatte galleggianti ("*barge-based*") e con capacità di stoccaggio inferiore a 30.000 m<sup>3</sup> di GNL.

Si osserva, quindi, che nel mercato non esistono soluzioni *newbuilt* di FSRU con capacità di stoccaggio pari a circa 80.000 m<sup>3</sup> di GNL in quanto è riconosciuto più efficiente (anche in termini di riduzione dei tempi di consegna e dei rischi di *execution*), ed economicamente vantaggioso optare per la conversione di *donor vessel* esistenti, che, in relazione all'evoluzione del mercato dello *shipping*, sono di una taglia compresa tra 125.000 e 140 000 m<sup>3</sup> di GNL.

Alla luce di quanto sopra, Snam, in data 21 aprile 2021, ha indetto una gara ad evidenza pubblica per l'acquisto di una FSRU, ottenuta dall'adeguamento di una FSRU esistente o dalla conversione in FSRU di una *LNG Carrier* esistente, con capacità di stoccaggio compresa tra 120.000 e 140.000 m<sup>3</sup> di GNL. A valle della procedura di gara è stato assegnato a Golar LNG, sulla base del criterio di aggiudicazione dell'"offerta economicamente più vantaggiosa"<sup>7</sup>, il contratto di compravendita di una FSRU a partire dalla conversione della *LNG Carrier* esistente denominata "Golar Arctic" con capacità di stoccaggio pari a circa 140.000 m<sup>3</sup> di GNL. Tale offerta risultava, infatti, economicamente più vantaggiosa rispetto alle altre offerte ricevute per la conversione di navi anche con capacità di stoccaggio inferiore, evidenziando, quindi, che il costo non è linearmente proporzionale alla dimensione delle navi stesse.

Peraltro, la capacità di stoccaggio in eccesso rispetto a quanto strettamente necessario<sup>8</sup> rappresenta una ulteriore garanzia per la sicurezza degli approvvigionamenti e consentirebbe, qualora necessario, l'approvvigionamento di gas naturale per soddisfare un eventuale fabbisogno di generazione termoelettrica.

Si osserva, inoltre, che, data l'evoluzione del mercato delle FSRU a seguito dei mutati scenari geopolitici, anche in relazione al conflitto russo-ucraino, l'eventuale avvio di una nuova gara per la fornitura di una FSRU comporterebbe, oltre a un significativo ritardo nella messa in esercizio, anche maggiori costi per il sistema.

Si sottolinea, infine, che il suddetto contratto, stipulato in data 17 maggio 2022, prevede che l'avvio delle attività di conversione della nave e degli adempimenti conseguenti sono subordinati al rilascio da parte di Snam di una *Notice-to-Proceed* (ovvero di un Ordine a Procedere), a valle della quale la consegna della FSRU potrà avvenire entro circa due anni.

### 3.2.2 Caratteristiche tecniche del Terminale di Portovesme

<sup>6</sup> Fonte: IHS Markit, Floating Regasification Fleet and Newbuild vessels (Aprile 2021)

<sup>7</sup> Ai sensi del D.Lgs. 50/2016 Art. 95, applicabile ai settori speciali ai sensi dell'Art. 133

<sup>8</sup> Capacità netta utilizzabile circa 120.000 m<sup>3</sup> per rispetto di 1 metro franco tra sottochiglia e fondale marino

Il Terminale di Portovesme sarà composto da una FSRU, permanentemente ormeggiata alla banchina sud-est del porto di Portovesme e dall'impianto di ricezione del gas naturale *onshore*.

In linea con le caratteristiche della "Golar Arctic", la FSRU prevista sarà provvista di 4 serbatoi GNL, di tipo a membrana "GTT 96E-Z", per una capacità di stoccaggio totale pari a 140.648 m<sup>3</sup> di GNL.

Sulla FSRU, che a valle dei lavori di conversione avrà, come contrattualmente previsto, una vita utile non inferiore 25 anni a partire dal collaudo, verranno installati 4 treni di rigassificazione di tipo *Intermediate Fluid Vaporizer*<sup>9</sup> ("IVF") che potranno gestire una portata di rigassificazione compresa tra 1.200 e 330.000 Sm<sup>3</sup>/h.

Per quanto riguarda l'impianto di ricezione, sono in corso le attività di ingegneria di dettaglio della banchina che verrà adeguata al fine di permettere l'ormeggio in sicurezza della FSRU, le operazioni di scarica del gas naturale per la successiva immissione del gas naturale nella rete di trasporto e le operazioni ausiliare quali, per esempio, l'alimentazione elettrica. L'area in banchina potrà, inoltre, essere predisposta per lo svolgimento delle attività di ricaricamento di GNL su autobotti criogeniche ("*truckloading*") che dovranno servire le utenze *offgrid*. Potranno, dunque, essere installate due baie di carico, i sistemi di trasferimento del GNL dalla FSRU e gli impianti ausiliari.

Al fine di garantire il buon esito della collocazione della FSRU nel porto di Portovesme e delle conseguenti operazioni di approvvigionamento del GNL via nave metaniera, risulta fondamentale la realizzazione di un dragaggio nella zona portuale antistante la banchina Sud-Est, quale opera strumentale richiamata all'art. 2, comma 4, del c.d. DPCM Sardegna. Si ricorda, infine, che le opere di dragaggio risultano essere in carico ad altra Committente<sup>10</sup>.

### 3.2.3 Caratteristiche economiche del Terminale di Portovesme

Per la realizzazione del terminale si prevedono investimenti pari a circa 313 milioni di Euro che comprendono:

- La fornitura della FSRU installata e collaudata per 269 milioni di Euro;
- I servizi di ingegneria e le opere di adeguamento della banchina Sud-Est del porto industriale di Portovesme per circa 44 milioni di Euro<sup>11</sup>.

Per quanto riguarda le attività di *Operations and Maintenance* del Terminale di Portovesme si stimano costi operativi pari a circa 15 milioni di Euro all'anno.

## 3.3 Centro – Terminale di Oristano

### 3.3.1 Criteri di dimensionamento del Terminale di Oristano

Con riferimento al Centro della Sardegna, il DPCM Sardegna prevede la realizzazione di un terminale di rigassificazione di tipo *onshore* all'interno del porto industriale di Oristano.

A partire dai criteri di dimensionamento illustrati nel paragrafo 3.1, e considerando in particolare:

---

<sup>9</sup> IVF – Glicole-Acqua mare

<sup>10</sup> SICIP-Consortio Industriale Provinciale Carbonia Iglesias

<sup>11</sup> Tale valore dovrà essere confermato a valle della definizione dei contratti di costruzione e approvvigionamento dei materiali.

- una domanda annua a regime di gas naturale pari a circa 50 MSm<sup>3</sup> per servire le utenze dei settori residenziale, terziario e industriale che si prevede saranno allacciate ai tratti di rete di trasporto del Centro della Sardegna;
- il fabbisogno giornaliero massimo a regime pari a circa 400 m<sup>3</sup> di GNL (equivalenti a circa 240 mila Sm<sup>3</sup>/giorno);
- un *roundtrip* di 5 giorni tra i Terminali di OLT o di Panigaglia e il Terminale di Oristano;
- la disponibilità di ormeggio al pontile del Terminale di Panigaglia o presso il Terminale di OLT;

risulta possibile servire con una nave spola con una capacità di stoccaggio di 7.500 m<sup>3</sup> di GNL anche il previsto Terminale di Porto Torres principalmente dal Terminale di OLT.

Per quanto riguarda il dimensionamento del Terminale di Oristano è stato identificato un fabbisogno di capacità di stoccaggio utile pari a circa 15.000 m<sup>3</sup> di GNL, incluse le eventuali esigenze per il mercato *offgrid* (circa 80 MSm<sup>3</sup> all'anno), considerando i seguenti vincoli:

- La possibilità di scaricare una *LNG Carrier* con capacità di stoccaggio da circa 7.500 m<sup>3</sup> GNL al fine di ottimizzare il *roundtrip*;
- La necessità di almeno circa 4.300 m<sup>3</sup> di GNL per funzioni di *safety stock*, equivalenti a 15 giorni di domanda media;

### 3.3.2 Caratteristiche Tecniche del Terminale di Oristano

Nel contesto della realizzazione di un terminale di rigassificazione *onshore* nell'area portuale di Oristano è possibile il potenziamento a terminale di rigassificazione dell'unico deposito costiero in attività nell'area<sup>12</sup> oppure l'implementazione di uno dei progetti in corso di autorizzazione<sup>13</sup>. In ogni caso, come riportato nel paragrafo precedente il terminale è previsto che abbia una capacità di stoccaggio utile e autorizzata di circa 15.000 m<sup>3</sup> di GNL e una capacità nominale di rigassificazione pari ad almeno 30.000 Sm<sup>3</sup>/h.

### 3.3.3 Caratteristiche economiche del Terminale di Oristano

Nel contesto di studi di fattibilità, eseguiti da Snam con società di ingegneria specializzate, si stima un costo di investimento di circa 100 milioni di Euro<sup>14</sup> per la realizzazione del Terminale e l'eventuale adeguamento delle *facilities* per l'ormeggio delle *LNG Carrier* e la scarica del GNL.

Per quanto riguarda le attività di *Operations and Maintenance* del Terminale di Oristano si stimano costi operativi pari a circa 6 milioni di Euro all'anno.

## 3.4 Nord – Terminale di Porto Torres

### 3.4.1 Criteri di dimensionamento del Terminale di Porto Torres

---

<sup>12</sup> Deposito Costiero di Higas Srl

<sup>13</sup> Progetto di IVI Petrolifera SpA e Progetto di Edison SpA

<sup>14</sup> Tale valore dovrà essere confermato a valle della definizione dei contratti di costruzione e approvvigionamento dei materiali

Con riferimento al Nord della Sardegna, il DPCM Sardegna prevede la realizzazione di un terminale di rigassificazione di tipo FSRU all'interno del porto industriale di Porto Torres.

A partire dai criteri di dimensionamento illustrati nel paragrafo 3.1, e considerando in particolare:

- una domanda annua a regime di gas naturale pari a circa 115 MSm<sup>3</sup> per servire le utenze dei settori residenziale, terziario e industriale che si prevede saranno allacciate ai tratti di rete di trasporto del Nord della Sardegna;
- il fabbisogno giornaliero massimo a regime pari a circa 930 m<sup>3</sup> di GNL (equivalenti a circa 560 mila Sm<sup>3</sup>/giorno);
- un *roundtrip* di 5 giorni tra i Terminali di OLT o di Panigaglia e il Terminale di Porto Torres;
- la disponibilità di ormeggio al pontile del Terminale di Panigaglia o presso il Terminale di OLT;

risulta opportuno approvvigionare il Terminale di Porto Torres a mezzo di una nave spola, con una capacità di stoccaggio non inferiore a 7.500 m<sup>3</sup> di GNL, condivisa con il Terminale di Oristano.

In assenza degli originariamente previsti consumi termoelettrici, il dimensionamento del Terminale di Porto Torres potrebbe essere ridotto dagli inizialmente previsti 25.000 m<sup>3</sup> di GNL ad almeno 15.000 m<sup>3</sup> di GNL, senza considerare le eventuali esigenze per il mercato *offgrid* (circa 60 MSm<sup>3</sup> all'anno), che si ipotizza saranno servite dai Terminali di Oristano e/o Portovesme, considerando i seguenti vincoli:

- la possibilità di scaricare una *LNG Carrier* con capacità di stoccaggio da circa 7.500 m<sup>3</sup> GNL al fine di ottimizzare il *roundtrip*;
- La necessità di almeno circa 8.500 m<sup>3</sup> di GNL per funzioni di *safety stock*, equivalenti a 15 giorni di domanda media;

Si osserva, peraltro, che risultano in fase di finalizzazione le attività di ingegneria per la sottomissione delle istanze di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di una FSRU di tipo *barge* da 25.000 m<sup>3</sup>, per cui nel mercato già esiste un *design* consolidato, e si precisa che ad Aprile 2022 Snam ha avviato una procedura di gara per la fornitura della suddetta FSRU, e sua successiva gestione, per cui le offerte sono attese entro il mese di Ottobre 2022.

Una eventuale rimodulazione della capacità di stoccaggio a 15.000 m<sup>3</sup> di GNL comporterebbe un sicuro ritardo nella realizzazione a fronte di incerti risparmi economici ed escluderebbe del tutto la possibilità di acquistare una FSRU esistente, tra quelle elencate nella Tabella 4, con possibili ulteriori ottimizzazioni in termini di costo.

Tabella 4: Flotta FSRU Small Size

Nome FSRU	Anno di costruzione	Tipologia	Capacità di stoccaggio [m3 GNL]
<i>Hua Xiang 8</i>	2020	LNG Small-scale convertita in FSRU	14.000
<i>S188</i>	2017	FSRU Barge	25.000
<i>Karunia Dewata</i>	2018	FSRU Barge	26.000
<i>Torman</i>	2020	FSRU Barge	27.440

La realizzazione di una FSRU da 25.000 m<sup>3</sup> di GNL consente, infine, una maggior resilienza nel caso di domanda gas incrementale, ad esempio legata ad un eventuale fabbisogno di generazione

termoelettrica, oltre che per garantire la continuità delle forniture anche in situazioni emergenziali.

### 3.4.2 Caratteristiche Tecniche del Terminale di Porto Torres

Il Terminale di Porto Torres sarà composto da una FSRU permanentemente ormeggiata presso una banchina all'interno del porto industriale e dall'impianto di ricezione del gas naturale in banchina.

Per quanto riguarda la FSRU, come delineato al paragrafo precedente, essa sarà una unità di tipo *barge*, quindi senza propulsione e con caratteristiche di una chiatta, con lunghezza massima fino a 150 metri. La FSRU avrà una capacità di stoccaggio di circa 25.000 m<sup>3</sup> di GNL e capace di gestire una capacità di rigassificazione compresa tra 875 e 170.000 Sm<sup>3</sup>/h a mezzo di un sistema di vaporizzazione del tipo IVF adeguato dal punto di vista di *sparing philosophy*<sup>15</sup> per garantire una disponibilità dell'impianto >99%.

Si precisa che la FSRU sarà realizzata al fine di garantirne una vita utile di almeno 25 anni senza la necessità di lavori di *dry-dock*.

### 3.4.3 Caratteristiche economiche del Terminale di Porto Torres

Le stime di costo (investimenti e costi operativi) della FSRU di Porto Torres non vengono presentate nel presente documento in quanto risulta essere in corso la gara per l'approvvigionamento e, pertanto, l'indicazione di un valore di riferimento potrebbe influenzare e/o falsare i processi di aggiudicazione.

## 3.5 Servizio di trasporto del GNL a mezzo di navi spola

Al fine di approvvigionare i previsti terminali di rigassificazione in Sardegna, Snam ha attivato le attività per lo sviluppo di un servizio di trasporto di GNL che prevede l'utilizzo di:

- Una *LNG Carrier* dedicata con capacità di stoccaggio di GNL pari a circa 30.000 m<sup>3</sup> per servire il Terminale di Portovesme a partire dal Terminale di Panigaglia
- Una *LNG Carrier* dedicata con capacità di stoccaggio di GNL pari a circa 7.500 m<sup>3</sup> per servire alternativamente il Terminale di Porto Torres o il Terminale di Oristano a partire dal Terminale di OLT.

Circa le modalità operative previste per il servizio, le suddette *LNG Carrier*, di proprietà di società armatoriali, verranno noleggiate dal Gruppo Snam mediante contratti di noleggio di lungo periodo (c.d. *Time Charter Party Agreement*), ampiamente utilizzati nel settore.

Secondo tale tipologia di contratto l'armatore si occuperà, per conto della committente di tutte le attività di armamento e gestione della nave, incluse le attività di manutenzione periodica previste.

---

<sup>15</sup> Si intende una filosofia che prevede ridondanza di alcuni *equipment* al fine di garantire il livello di disponibilità richiesto.

La struttura contrattuale prevede pertanto che la committente corrisponda all'armatore un canone di noleggio (c.d. *Time Charter Party Rate*) che include sia la remunerazione del capitale investito che il rimborso dei costi operativi sostenuti.

### 3.5.1 *LNG Carrier* con capacità di stoccaggio da 30.000 m<sup>3</sup> di GNL

Al fine di avviare le attività di sviluppo, Snam, nel mese di Aprile 2022, ha indetto una gara ad evidenza pubblica invitando le società armatoriali qualificate a presentare un'offerta nel mese di Settembre 2022 per un noleggio di lungo termine con durata minima di 12 anni<sup>16</sup> e con opzioni di rinnovo o di riscatto del bene a facoltà di Snam.

Le stime di costo relative al noleggio della *LNG Carrier* da 30.000 m<sup>3</sup> non vengono presentate nel presente documento in quanto è in corso la gara per l'approvvigionamento del servizio e si ritiene che l'indicazione di un valore di riferimento potrebbe influenzare e/o falsare i processi di aggiudicazione.

### 3.5.2 *LNG Carrier* con capacità di stoccaggio da 7.500 m<sup>3</sup> di GNL

Con riferimento alla *LNG Carrier* da 7.500 m<sup>3</sup> per l'approvvigionamento dei Terminali di Porto Torres e Oristano, Snam, anche in questo caso con il supporto di consulenti commerciali, ha effettuato un'analisi del mercato delle *LNG Carrier* di tale taglia.

A differenza della *LNG Carrier* da 30.000 m<sup>3</sup> di GNL, si prevede che le navi da 7.500 m<sup>3</sup> esistenti possano essere disponibili per contratti di noleggio a lungo termine. Pertanto, il processo di approvvigionamento del servizio verrà avviato nei prossimi mesi.

In analogia con la *LNG Carrier* da 30.000 m<sup>3</sup>, nel presente documento non vengono presentate le stime di costo al fine di non influenzare e/o falsare i futuri processi di gara per l'approvvigionamento del servizio.

## 3.6 Terminale di OLT

Nel presente paragrafo vengono descritti tecnicamente gli interventi di modifica del Terminale di OLT necessari per l'avvio del servizio di *vessel reloading* (Paragrafo 3.6.1), inoltre nel Paragrafo 3.6.2 viene delineato lo *status* dell'iter autorizzativo in corso per l'aumento del numero di allibi attualmente autorizzati.

### 3.6.1 Progetto di *vessel reloading* del Terminale di OLT

OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., società di cui Snam detiene il 49,07% del capitale sociale<sup>17</sup>, sta ultimando i lavori di modifica del Terminale di OLT al fine di avviare il servizio di *vessel reloading* di GNL su navi metaniere *small scale* entro il 2022. Viste le caratteristiche tecniche della FSRU Toscana sarà possibile erogare il servizio per navi metaniere *small scale*, che ormeggeranno sul lato sinistro della FSRU, con lunghezza fuori tutto compresa tra 90 e 120 metri. Il trasferimento

---

<sup>16</sup> 2022, IHS, Markit-Existing LNG fleet database

<sup>17</sup> La quota restante del capitale sociale è detenuta al 48,24% da Igneo Infrastructure Partners e al 2,69% da Golar LNG

del GNL verrà effettuato a mezzo delle pompe installate nelle cisterne con l'ausilio di collettori flessibili installati sul Terminale.

I lavori di modifica al Terminale per consentire il *vessel reloading* sono stati autorizzati con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e d'intesa con la Regione Toscana emanato in data 8 ottobre 2020.

Il servizio di *vessel reloading* verrà offerto come "capacità concorrente" ai sensi della delibera 168/2019/R/Gas con le modalità di accesso previste nel Codice di Rigassificazione di OLT approvato con delibera n. 190/2021/R/Gas.

Per quanto riguarda gli aspetti tariffari, essendo un servizio non regolato, OLT stabilirà i corrispettivi di offerta del servizio come prezzo di riserva di aste "*pay as bid*" da svolgere sulla piattaforma del GME e, in caso di capacità ancora disponibile, la stessa verrà offerta su base *First Come First Served* sul sito di OLT.

Non è prevista la contemporaneità delle operazioni di scarica di navi metaniere standard e ricarica di navi metaniere *small scale*. Attualmente, sono autorizzati un totale di 59 allibi (o *slot*) all'anno di cui 41 allibi di navi metaniere per il servizio di rigassificazione e 18 allibi per il servizio di *vessel reloading*.

### 3.6.2 Aumento numero allibi per il *vessel reloading*

OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. ha richiesto l'aumento del numero di allibi annuali per il servizio di *vessel reloading* da 18, attualmente autorizzati, a 122 attraverso la sottomissione delle seguenti istanze:

- istanza presentata al MITE il 30 marzo 2021 ai sensi del DLGS 257/2016.
- istanza di autorizzazione di Verifica di Impatto Ambientale (ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. 152/2006 relativamente al progetto "Richiesta di accosti aggiuntivi per servizio di Small Scale LNG nel Terminale esistente di rigassificazione GNL galleggiante FSRU Toscana") inoltrata in data 22 aprile 2021
- modifica dell'Autorizzazione Unica del 8 ottobre 2020 inoltrata in data 30 marzo 2021.

Nel contesto dell'iter autorizzativo di VIA, OLT ha ricevuto (i) richieste di integrazioni da parte della Commissione VIA e (ii) parallelamente, in data 28 marzo 2022, parere positivo al progetto da parte della Regione Toscana. Il procedimento di AU risulta invece sospeso in attesa di conclusione di parere VIA.

Si sottolinea che l'aumento del numero di slot annuali per il servizio di *vessel reloading* non comporta ulteriori lavori di modifica della FSRU Toscana e conseguentemente costi di investimento incrementali.

## 3.7 Terminale di Panigaglia

### 3.7.1 Progetto di *vessel reloading* del Terminale di Panigaglia

Ad oggi il Terminale di Panigaglia è adeguato a consentire l'arrivo e la scarica di navi metaniere fino a taglia cosiddetta MedMax (70.000 – 90.000 m<sup>3</sup> di GNL a carico parziale) e con fianco piatto minimo di 75 metri.

Al fine garantire il servizio di ricarica del GNL su navi cosiddette *small scale*, anche per l'approvvigionamento del GNL per la regione Sardegna, così come meglio descritto al paragrafo 3.5, risulta necessaria la realizzazione del progetto di *vessel reloading* che prevede:

- la realizzazione di modifiche impiantistiche e sul sistema di *piping* per consentire il “*reverse flow*” cioè il trasferimento del GNL dal terminale sulle navi metaniere;
- l'adeguamento del sistema di ormeggio, tramite l'installazione di quattro nuove bricole di ormeggio al fine di poter accogliere anche navi *small scale*, dunque con fianco piatto minore di 75 metri.

### 3.7.2 Progetto di ammodernamento e di aumento ricevibilità navi presso il Terminale di Panigaglia

Alla luce di quanto contenuto nel DPCM Sardegna, Snam ha avviato le attività di ingegneria di base al fine di progettare le modifiche per superare i vincoli tecnico-operativi del Terminale di Panigaglia con l'obiettivo di garantirne l'esercizio per tutta la durata del funzionamento del Collegamento Virtuale.

In particolare, è in corso la valutazione degli interventi di (i) ammodernamento dell'impianto per estendere la vita utile fino ad ulteriori 25 anni e (ii) realizzazione di una monoboa in mare aperto per consentire la scarica di navi metaniere con capacità di stoccaggio fino a 180.000 m<sup>3</sup> di GNL attraverso l'impiego di una *Shuttle Tanker* di taglia MedMax. Tale ultimo intervento risulta essere fondamentale al fine di allargare il numero di *LNG Carrier* ammissibili a circa 500 navi metaniere<sup>18</sup> contro le 6 attualmente compatibili<sup>19</sup>, superando i vincoli tecnici legati alla profondità del fondale antistante al pontile principale del Terminale.

### 3.7.3 Caratteristiche economiche degli interventi presso il Terminale di Panigaglia

I costi di investimento associati agli interventi di (i) *vessel reloading* e (ii) di ammodernamento e aumento e ricevibilità navi, da stime preliminari che saranno affinate una volta terminate le attività di ingegneria attualmente in corso, ammontano a circa 200 milioni Euro e non includono i costi legati al servizio di *Shuttle Tanker*.

## 4 Valutazioni sul Terminale di Cagliari

Nel presente capitolo viene analizzato il progetto che prevede la realizzazione di un terminale di rigassificazione nel porto-canale di Cagliari (“Terminale di Cagliari”) sviluppato dalla società Sardinia LNG S.r.l. per cui nell' Art. 2, comma 6, del c.d. DPCM Sardegna ne è richiesta la valutazione, in termini di efficienza, economicità e garanzia dei tempi di esecuzione, per l'eventuale inclusione tra le infrastrutture facenti parte del Collegamento Virtuale.

In particolare, nel paragrafo 4.14.1 si riporta una descrizione sintetica delle caratteristiche tecniche del Terminale di Cagliari previste nel Progetto di Sardinia LNG e dello *status* dell'iter autorizzativo in corso. In ultimo, nel paragrafo 4.2, vengono delineati alcuni punti di attenzione utili per la suddetta valutazione richiesta nel DPCM Sardegna.

<sup>18</sup> Ovvero le navi con capacità di stoccaggio comprese tra circa 75.000 m<sup>3</sup> e 180.000 m<sup>3</sup> (Fonte: 2022, IHS, Markit-Existing LNG fleet database)

<sup>19</sup>Fonte: Snam “[https://www.snam.it/it/rigassificazione/Processi\\_Online/Programmazione/procedure-moduli/gestione-terminale/index.html](https://www.snam.it/it/rigassificazione/Processi_Online/Programmazione/procedure-moduli/gestione-terminale/index.html)”

## 4.1 Inquadramento generale del progetto del Terminale di Cagliari

In particolare, il progetto del Terminale di Cagliari prevede:

- L'utilizzo di un'area in banchina in concessione a terzi attrezzata per le operazioni di (i) scarica/caricamento del GNL, rispettivamente, da navi metaniere e su navi bunker e per (ii) il trasferimento del GNL dalle navi metaniere ai serbatoi e dai serbatoi su navi bunker.
  - o La banchina per l'attracco delle suddette navi, localizzata a circa 700 metri dal terminal principale, ha una lunghezza<sup>20</sup> pari a circa 180 metri e una profondità<sup>21</sup> operativa pari a 8,5 metri;
- La realizzazione di un'area terminal dotata di:
  - o n° 18 serbatoi criogenici "*full containment*" per complessiva capacità geometrica di stoccaggio pari a circa 22.000 m<sup>3</sup> di GNL e una capacità effettiva di stoccaggio (al 90% di riempimento) pari a circa 20.000 m<sup>3</sup> di GNL;
  - o n° 40 vaporizzatori aria-ambiente "*AAV*" (*Ambient Air Vaporizer*) con capacità di rigassificazione pari a 5.000 Sm<sup>3</sup>/h ciascuno, da utilizzarsi a gruppi di 20 vaporizzatori alternati per consentire lo scioglimento del ghiaccio sulle serpentine e sulle superfici alettate;
  - o sistemi per la gestione del *Boil Off Gas*, la generazione elettrica, l'odorizzazione del gas naturale, la misura fiscale, etc.;
  - o n° 2 baie per il caricamento del GNL su autocisterne criogeniche.

In particolare, l'area in banchina<sup>22</sup> è in concessione a terzi ("società di terminal container") che vi effettuano attualmente, e presumibilmente anche in futuro, attività di scarico e carico di navi e per cui non risultano note le modalità con cui ne verrà ripartito l'utilizzo tra le parti.

Per quanto riguarda lo stato delle autorizzazioni, il parere del Nulla Osta di Fattibilità prevede attualmente alcune prescrizioni particolarmente restrittive rispetto all'operatività del Terminale in relazione alla movimentazione dei carichi.

## 4.2 Punti di attenzione sul progetto del Terminale di Cagliari

Considerando quanto descritto sopra si riportano di seguito alcune valutazioni<sup>23</sup>:

- Utilizzo non esclusivo: l'utilizzo non esclusivo della banchina subordina all'operatività del Terminal Container la capacità di programmazione dei trasferimenti di GNL dai terminali di rigassificazione regolati nazionali.;
- Dimensioni geometriche della banchina: la banchina non risulta avere dimensioni adeguate all'ormeggio della già prevista *LNG Carrier* da 30.000 m<sup>3</sup> che, da *standard* di mercato, ha tipicamente una lunghezza pari a circa a 180 metri e un pescaggio massimo pari a circa 8,5 metri<sup>24</sup>. Con particolare riferimento al pescaggio, la specifica funzionale della gara in corso (si veda par. 3.5.1) prevede, infatti, che i partecipanti possano presentare offerte per navi gasiere con pescaggio massimo fino a 8,5 metri sulla base di *design* di navi di ultima

<sup>20</sup>Fonte: 2017, Cosin Srl per Isgas Energit Multiutilities SpA, Terminal GNL nel Porto Canale di Cagliari – Progetto Autorizzativo, Elaborato "D\_03\_PL\_30\_LON\_R00"

<sup>21</sup> Parere CTVIA del 15/11/2019 "PRR-3189-15112019" pagina 39

<sup>22</sup>Fonte: 2017, Cosin Srl per Isgas Energit Multiutilities SpA, Terminal GNL nel Porto Canale di Cagliari – Progetto Autorizzativo, Sintesi Non Tecnica Studio di Impatto Ambientale - Elaborato "D\_12\_IA\_07\_SIN\_R00"

<sup>23</sup> Aggiornate anche rispetto alle osservazioni di Sardinia LNG pervenute nel contesto del processo di consultazione pubblica avviato da Snam SpA e Terna SpA.

<sup>24</sup> Sardinia LNG, negli studi presentati nel corso dell'iter autorizzativo per la VIA, ha effettuato simulazioni di ormeggio con una LNG Carrier con capacità di stoccaggio di circa 15.000 m<sup>3</sup> di GNL e una lunghezza di circa 155 metri. Tale taglia di nave non è inclusa nella configurazione del Collegamento Virtuale sviluppata da Snam.

generazione. Oltre a tale pescaggio massimo, la profondità dello specchio acqueo prospiciente la banchina dovrà, inoltre, garantire un adeguato franco chiglia tra lo scafo della nave e il fondale marino al fine di consentire le operazioni di manovra e ormeggio.

Da quanto sopra ne consegue che:

- l'inserimento di Sardinia LNG nel contesto della *Virtual Pipeline* richiederebbe l'impiego di una ulteriore *LNG Carrier*, considerando (i) le suddette limitazioni per l'impiego di una *LNG Carrier* da 30.000 m<sup>3</sup> di GNL e che (ii) la *LNG Carrier* da 7.500 m<sup>3</sup> di GNL già inclusa nella configurazione del Collegamento Virtuale sarà utilizzata ad un livello prossimo alla saturazione, già a partire dal 2030<sup>25</sup>, per servire i previsti terminali GNL di Oristano e Porto Torres.
- assumendo una nave da 7.500 m<sup>3</sup> (dimensione massima che garantisce la fruibilità di entrambi i terminali regolati nazionali) e ipotizzando la mancanza assoluta di vincoli all'utilizzo della banchina, il Terminale di Sardinia LNG potrebbe servire, con gli stessi criteri previsti per il Collegamento Virtuale, una domanda pari a circa 200 milioni di Sm<sup>3</sup> all'anno, con un *safety stock* pari circa 11 giorni di domanda media servita<sup>26</sup>.

In conclusione, il Terminale di Sardinia LNG potrebbe anche non essere essenziale per la copertura della domanda del Sud della Sardegna (600 MSm<sup>3</sup>), visto e considerato che sarebbe già interamente servito dall'operatività del Terminale di Portovesme. Inoltre, la messa in esercizio del Terminale di Sardinia LNG richiederebbe costi aggiuntivi significativi sia per la realizzazione dell'impianto che per l'approvvigionamento di una ulteriore *LNG Carrier* assicurando uno stoccaggio incrementale che, come anticipato, risulterebbe in realtà già garantito dalla sopradescritta capacità di stoccaggio fruibile presso il Terminale di Portovesme.

---

<sup>25</sup> Secondo quanto riportato nelle tabelle 5 e 6 dello Scenario Congiunto Snam-Terna i consumi di gas naturale previsti al 2030 saranno ad un livello prossimo ai consumi a regime stimati per il 2040.

<sup>26</sup> Pari a circa 530 mila Sm<sup>3</sup>/giorno (ovvero circa 900 m<sup>3</sup> di GNL/giorno) equivalenti allo stoccaggio disponibile per la modulazione calcolati come rapporto tra la capacità utile (circa 7.100 m<sup>3</sup> di GNL) scaricabile da una nave di taglia 7.500 m<sup>3</sup> e il numero di giorni necessari per un roundtrip (8 giorni).