

# Edison S.p.A. Milano, Italia



**Accosto e Deposito Costiero di  
GNL nel Porto di Oristano**

Studio di Impatto  
Ambientale  
Quadro di Riferimento  
Progettuale



# Edison S.p.A. Milano, Italia



**Accosto e Deposito Costiero di  
GNL nel Porto di Oristano**

Studio di Impatto  
Ambientale  
Quadro di Riferimento  
Progettuale

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione	F. Di Rosario	L. Volpi	P. Rentocchini	Ottobre 2015

## INDICE

	<u>Pagina</u>
<b>LISTA DELLE TABELLE</b>	<b>IV</b>
<b>LISTA DELLE FIGURE</b>	<b>V</b>
<b>FIGURE IN ALLEGATO</b>	<b>VI</b>
<b>ABBREVIAZIONI E ACRONIMI</b>	<b>VI</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO</b>	<b>3</b>
2.1 DESCRIZIONE GENERALE	3
2.2 FINALITÀ E BENEFICI	4
2.3 VANTAGGI AMBIENTALI DEL GNL	5
<b>3 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO</b>	<b>6</b>
3.1 MERCATO DEL GAS NATURALE	6
3.1.1 Contesto Internazionale	6
3.1.2 Contesto Nazionale	8
3.1.3 Contesto Regionale	11
3.2 MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE DI GNL	12
3.2.1 Contesto Internazionale	12
3.2.2 Contesto Nazionale	15
3.2.3 Contesto Regionale	16
<b>4 DESCRIZIONE DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO</b>	<b>17</b>
4.1 AGGLOMERATO INDUSTRIALE ORISTANESE	17
4.2 PORTO DI ORISTANO	18
4.2.1 Descrizione Generale	18
4.2.2 Attività Portuali	20
<b>5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b>	<b>22</b>
5.1 IMPIANTO A TERRA	22
5.1.1 Sistema di Ricezione e Trasferimento GNL	23
5.1.2 Sistema di Stoccaggio GNL	25
5.1.3 Sistema di Distribuzione del GNL	27
5.1.4 Sistema di Gestione del BOG	28
5.1.5 Sistema di Alimentazione e Distribuzione Elettrica	30
5.1.6 Sistemi Ausiliari	31
5.1.7 Sistema di Controllo Distribuito	34
5.1.8 Sistema di Emergenza	35
5.1.9 Sistema di Contabilizzazione	36
5.1.10 Opere Civili	37
5.2 OPERE A MARE	41
5.2.1 Banchina di Accosto	41
5.3 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROGETTO	43
5.3.1 Caratteristiche del GNL Importato	43
5.3.2 Caratteristiche dei Mezzi per Approvvigionamento e Distribuzione GNL	43

5.3.3	Caratteristiche del Deposito Costiero	46
<b>6</b>	<b>ANALISI DELLE ALTERNATIVE E UTILIZZO DELLE BAT</b>	<b>48</b>
6.1	ANALISI DELL'OPZIONE ZERO	48
6.2	ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO	50
6.2.1	Alternative Localizzative	50
6.2.2	Alternative Tecnologiche	52
6.3	UTILIZZO DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI	55
6.3.1	Sistema di Ricevimento e Stoccaggio di GNL	55
6.3.2	Sistema di Raccolta e Trattamento delle Acque Reflue	57
<b>7</b>	<b>DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ</b>	<b>59</b>
7.1	REALIZZAZIONE DELL'OPERA	59
7.1.1	Fase di Cantiere	59
7.1.2	Pre-Commissioning, Commissioning e Avviamento	65
7.2	ESERCIZIO	67
7.3	DISMISSIONE DELL'OPERA E RIPRISTINO AMBIENTALE	67
7.3.1	Decommissioning e Dismissione dell'Opera	67
7.3.2	Ripristino delle Condizioni Iniziali del Sito	68
<b>8</b>	<b>INTERAZIONI CON L'AMBIENTE</b>	<b>69</b>
8.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	69
8.1.1	Fase di Cantiere	69
8.1.2	Fase di Esercizio	70
8.2	PRELIEVI IDRICI	73
8.2.1	Fase di Cantiere	73
8.2.2	Fase di Esercizio	74
8.3	SCARICHI IDRICI	75
8.3.1	Fase di Cantiere	75
8.3.2	Fase di Esercizio	75
8.4	EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI	76
8.4.1	Fase di Cantiere	76
8.4.2	Fase di Esercizio	77
8.5	UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI	79
8.5.1	Fase di Cantiere	79
8.5.2	Fase di Esercizio	80
8.6	PRODUZIONE DI RIFIUTI	82
8.6.1	Fase di Cantiere	82
8.6.2	Fase di Esercizio	82
8.7	TRAFFICO MEZZI	83
8.7.1	Fase di Cantiere	83
8.7.2	Fase di Esercizio	84
<b>9</b>	<b>ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA</b>	<b>86</b>
9.1	SISTEMI DI ARRESTO DI EMERGENZA E DI PROCESSO	86
9.2	SISTEMA FIRE&GAS	87
9.3	DEPRESSURIZZAZIONE AUTOMATICA	87



9.4	SISTEMI DI CONTENIMENTO	87
9.5	SISTEMA ACQUA ANTINCENDIO	88
<b>10</b>	<b>MONITORAGGIO AMBIENTALE</b>	<b>90</b>
10.1	ATMOSFERA	90
	10.1.1 Fase Ante-Operam	90
	10.1.2 Fase di Esercizio	91
10.2	RUMORE	91
	10.2.1 Fase Ante-Operam	91
	10.2.2 Fase di Esercizio	91

## RIFERIMENTI

**Si noti che nel presente documento i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:**

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

## LISTA DELLE TABELLE

<b><u>Tabella No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Tabella 3.1: Consumi Energetici Mondiali [Mtep] dal 1990 al 2013 (UP, 2015)	7
Tabella 3.2: Consumo Internazionale di Gas Naturale 2010-2014 [G(m <sup>3</sup> )] (AEEG, 2015)	7
Tabella 3.3: Bilancio Energetico Nazionale nel 2014 (AEEG, 2015)	9
Tabella 3.4: Caratteristiche Infrastrutturali delle Società di Trasporto (AEEG, 2015)	11
Tabella 3.5: Consumi Finali della Regione Sardegna per l'Anno 2011	11
Tabella 3.6: Numero di Installazioni SSLNG (GLE, 2015)	15
Tabella 3.7: Caratteristiche principali del Porto di Oristano (www.ciporistano.it)	20
Tabella 3.8: Composizione e Proprietà del GNL Importato	43
Tabella 3.9: Coral Methane – Dati Principali	44
Tabella 3.10: Coral Energy – Dati Principali	45
Tabella 3.11: Pioneer Knutsen – Dati Principali	45
Tabella 3.12: Rimorchiatore – Dati Principali	46
Tabella 3.13: Autocisterne – Dati Principali	46
Tabella 3.14: Caratteristiche Principali del Deposito Costiero	46
Tabella 3.15: Confronto tra il BREF “ <i>Emission from Storage</i> ” ed il Progetto	55
Tabella 3.16: Confronto	57
Tabella 3.17: Volumi di Terreno Movimentato in Fase di Cantiere	70
Tabella 3.18: Numero e Potenza dei Mezzi di Cantiere	70
Tabella 3.19: Caratteristiche e Dati Emissivi MCI	71
Tabella 3.20: Emissioni in Atmosfera da Torcia	72
Tabella 3.21: Caratteristiche e Fattori Emissivi Gasiere e Bettoline	72
Tabella 3.22: Caratteristiche e Fattori Emissivi Rimorchiatori	73
Tabella 3.23: Prelievi Idrici in Fase di Cantiere	74
Tabella 3.24: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio	74
Tabella 3.25: Scarichi Idrici in Fase di Cantiere	75
Tabella 3.26: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio	76
Tabella 3.27: Potenza Sonora dei Mezzi di Cantiere	77
Tabella 3.28: Caratteristiche delle Sorgenti Acustiche	77
Tabella 3.29: Aree di Cantiere	79
Tabella 3.30: Manodopera in Fase di Cantiere	79
Tabella 3.31: Movimentazione Terre e Rocce da Scavo in Fase di Cantiere	80
Tabella 3.32: Utilizzo di Materie Prime in Fase di Esercizio	81
Tabella 3.33: Traffico di Mezzi Terrestri in Fase di Cantiere	83
Tabella 3.34: Traffico di Mezzi Marittimi in Fase di Cantiere	84
Tabella 3.35: Traffico di Mezzi Terrestri in Fase di Esercizio	84
Tabella 3.36: Traffico di Mezzi Navali in Fase di Esercizio	85

## LISTA DELLE FIGURE

<b><u>Figura No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Figura 3.1: Consumi di Gas Naturale per Settore (AEEG, 2015)	9
Figura 3.2: Immissioni in Rete nel 2013 e nel 2014 [M(m <sup>3</sup> )] (AEEG, 2015)	10
Figura 3.3: Volumi di LNG in Commercio a Livello internazionale (IGU, 2014)	13
Figura 3.4: Flussi Internazionali di GNL (GIIGNL, 2015)	14
Figura 3.5: Inquadramento del Porto di Oristano e Ubicazione dei Principali Accosti e dell'Area di Intervento	19
Figura 3.6: Porto di Oristano ( <a href="http://www.pau-shipping.com">www.pau-shipping.com</a> )	21
Figura 3.7: Braccio di Carico	23
Figura 3.8: Serbatoio di Stoccaggio GNL	25
Figura 3.9: Planimetria delle Aree di Scavo e Riporto per Sistemazione Area	37
Figura 3.10: Planimetria delle Aree di Scavo e Riporto per le Fondazioni degli Edifici	38
Figura 3.11: Pavimentazione delle Aree di Passaggio/Sosta Automezzi	38
Figura 3.12: Planimetria Generale dell'Opera a Mare	41
Figura 3.13: Mini LNG Coral Methane	44
Figura 3.14: Mini LNG Coral Energy	44
Figura 3.15: Mini LNG Pioneer Knutsen	45
Figura 3.16: Porti Sedi di Impianti Costieri della Regione Sardegna ( <a href="http://www.assocostieri.it">www.assocostieri.it</a> )	50
Figura 3.17: Lotto Scelto per la Realizzazione del Progetto	52
Figura 3.18: Accosto con Dragaggio (Soluzione A)	54
Figura 3.19: Prolungamento Banchina di Accosto (Soluzione B)	54
Figura 3.20: Fase 1: Preparazione dell'Area	60
Figura 3.21: Fase 2: Preparazione del Piano di Fondazione degli Edifici ed Esecuzione dei Pali di Fondazione dei Serbatoi	61
Figura 3.22: Fase 3: Completamento degli Edifici edei Serbatoi ed Esecuzione della Scogliera della Banchina e delle Opere Civili a Terra	62
Figura 3.23: Fase 4: Completamento della Sovrastruttura della Banchina e delle Fondazioni delle Strutture dei Prefabbricati	63
Figura 3.24: Fase 5:	64
Figura 3.25: Fase 6: Completamento Opere Civili Impianto	65

## FIGURE IN ALLEGATO

Figura 1.1	Inquadramento dell'Area di Progetto su Carta Nautica
Figura 2.1	Inquadramento dell'Area di Progetto nel Porto di Oristano
Figura 5.1	Prospetti e Viste Assonometriche dell'Opera
Figura 5.2	Layout dell'Impianto
Figura 5.3	Planimetria e Sezioni delle Opere a Mare
Figura 7.1	Cronoprogramma delle Attività

## ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AT	Alta Tensione
BOG	Boil Off Gas
BOR	Boil Off Rate
BT	Bassa Tensione
C.E.R.	Catalogo Europeo Rifiuti
CIPOR	Consorzio Industriale Provinciale Oristanese
DCS	Distributed Control System
D.Lgs.	Decreto Legislativo
DN	Diametro Nominale
D.P.C.M.	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
EDG	Emergency Diesel Generator
ESD	Emergency Shut Down
F&G	Fire&Gas
GNL	Gas Naturale Liquefatto
I/O	Input/Output
LNG	Liquefied Natural Gas
MCI	Motore Combustione Interna
MT	Media Tensione
PLC	Programmable Logic Controller
PSV	Pressure Safety Valve
SIA	Studio di Impatto Ambientale
s.l.m.m.	sul livello medio del mare
SSLNG	Small Scale LNG
TSV	Thermal Safety Valve
UPS	Uninterruptible Power Supply
WGS	World Geodetic System



# RAPPORTO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE ACCOSTO E DEPOSITO COSTIERO DI GNL NEL PORTO DI ORISTANO

## 1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al progetto di realizzazione di un deposito costiero di Gas Naturale Liquefatto (GNL) con relativo accosto per approvvigionamento tramite navi gasiere di piccola taglia e per successiva distribuzione tramite camion e bettoline, ed è stato predisposto ai sensi della normativa nazionale vigente (Articolo 3 del D.P.C.M. del 27 Dicembre 1988, Articolo 22 e Allegato VII del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.).

L'opera in progetto, proposta dalla società Edison S.p.A., sarà realizzata in un'area del Porto industriale di Oristano, quest'ultimo ubicato nel territorio comunale di Santa Giusta, in Provincia di Oristano (Sardegna). L'inquadramento dell'area di intervento è riportato su carta nautica nella Figura 1.1 allegata al presente documento.

Il Quadro di Riferimento Progettuale si pone l'obiettivo di fornire una descrizione dell'opera e delle attività in progetto nel loro complesso nonché degli elementi progettuali e delle soluzioni tecniche da adottarsi, con riferimento alle finalità e agli obiettivi prefissati.

Nel presente documento è, inoltre, riportata la descrizione delle principali alternative considerate, sia localizzative che tecnologiche, inclusa l'opzione zero, e le motivazioni che hanno condotto alla scelta progettuale proposta.

A partire dall'individuazione delle principali fasi operative e dalla quantificazione, per ogni fase, delle risorse in ingresso e delle emissioni in uscita, sono analizzate le interazioni del progetto con le singole componenti ambientali.

La descrizione del progetto comprende, infine, i sistemi di sicurezza operativi durante l'esercizio dell'impianto e le attività previste per il monitoraggio ambientale.

Il presente documento è, pertanto, strutturato come segue:

- nel Capitolo 2 si presentano le caratteristiche generali del progetto proposto e si riportano le finalità e le motivazioni che hanno condotto alla definizione dello stesso, con particolare riferimento ai vantaggi ambientali derivanti dall'impiego del GNL;
- nel Capitolo 3 è riportata l'analisi del mercato del gas naturale e della distribuzione del GNL, nei contesti internazionale, nazionale e regionale, in cui il progetto si inserisce;
- nel Capitolo 4 viene fornita una descrizione generale dell'area oggetto di intervento, in termini sia di area vasta che di dettaglio;
- il Capitolo 5 riporta la descrizione generale del progetto, comprendendo sia le opere a terra che a mare di prevista realizzazione, e le sue caratteristiche principali;
- il Capitolo 6 illustra le varie alternative prese in considerazione in sede progettuale, inclusa l'opzione zero, con particolare riferimento all'impiego delle migliori tecnologie disponibili;

- il Capitolo 7 riporta la descrizione delle attività previste durante la vita utile del progetto, includendo la realizzazione delle opere, l'esercizio dell'impianto, la dismissione e il ripristino ambientale;
- nel Capitolo 8 viene presentata l'analisi delle interazioni tra gli elementi di progetto e le componenti ambientali, con particolare riferimento alle fasi di realizzazione e di esercizio dell'opera;
- il Capitolo 9 presenta alcuni aspetti legati alla sicurezza dell'esercizio dell'impianto;
- nel Capitolo 10 è riportata una breve descrizione delle attività di monitoraggio ambientale previste per il progetto in esame.

## 2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

### 2.1 DESCRIZIONE GENERALE

La società Edison S.p.A. intende realizzare un deposito costiero di piccola taglia, per la ricezione, lo stoccaggio e la distribuzione di GNL.

Il progetto prevede l'implementazione di una filiera che include l'approvvigionamento del GNL tramite navi metaniere, lo stoccaggio in impianto e la successiva distribuzione via terra mediante autocisterne e via mare tramite imbarcazioni (bettoline).

L'area di prevista ubicazione del progetto è situata sulla sponda Est del Canale Sud del Porto di Oristano e interessa una superficie a terra di circa 76,000 m<sup>2</sup>. La zona di ormeggio delle navi presenta una lunghezza complessiva di circa 185 m. Lo specchio acqueo antistante la zona di ormeggio è caratterizzato da una profondità media di -11 m rispetto al livello medio del mare (s.l.m.m.).

Il deposito costiero è progettato per uno stoccaggio nominale di 10,000 m<sup>3</sup> di GNL tramite l'impiego di No.7 serbatoi criogenici da 1,430 m<sup>3</sup> ciascuno. La capacità nominale di stoccaggio annua è di 520,000 m<sup>3</sup> di GNL.

Il deposito costiero sarà approvvigionato mediante navi gasiere di piccola taglia. In considerazione del continuo sviluppo del mercato delle navi di trasporto GNL di piccole dimensioni, ai fini della progettazione si è fatto riferimento a navi attualmente operanti sul mercato, di capacità pari a 7,500 e 15,600 m<sup>3</sup>, le cui caratteristiche dimensionali sono considerate rappresentative delle navi che potranno approvvigionare il deposito costiero e sono state utilizzate quale riferimento per lo sviluppo dell'ingegneria (con particolare riferimento al dimensionamento delle opere a mare). L'effettiva capacità di riferimento delle navi che approvvigioneranno il deposito costiero sarà definita in fase di più avanzata progettazione a valle di considerazioni tecniche di compatibilità, di disponibilità di mercato e di ottimizzazione della logistica di trasporto del GNL.

La distribuzione potrà essere effettuata mediante autocisterne (con capacità minima utile di circa 41 m<sup>3</sup>) e mediante bettoline (ai fini della progettazione si è fatto riferimento alle caratteristiche di mezzi esistenti di capacità pari a 1,000 m<sup>3</sup>; l'effettiva capacità di riferimento delle bettoline sarà definita in una fase successiva del progetto).

Il progetto prevede, nel suo complesso, la realizzazione degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a consentire:

- l'attracco di navi metaniere e bettoline;
- il trasferimento del GNL dalle metaniere ai serbatoi di stoccaggio, attraverso i bracci di carico e le relative linee di collegamento;
- lo stoccaggio del GNL, mediante serbatoi in pressione orizzontali fuori terra;
- la distribuzione del GNL attraverso operazioni di caricamento su bettoline (*terminal to ship*) e autocisterne (*terminal to truck*).

Il deposito costiero sarà pertanto concettualmente suddiviso nelle aree funzionali di seguito elencate:

- area di attracco e trasferimento del GNL, che comprende le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessarie per il corretto trasferimento e la misurazione del GNL e del *Boil Off Gas* (BOG), o vapore/gas di ritorno, durante lo scarico delle metaniere ed il carico delle bettoline;
- area di deposito del GNL, che comprende i serbatoi di stoccaggio e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione, nonché la sala controllo per la supervisione e la gestione dell'impianto;
- area di carico delle autocisterne, che comprende le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- area di gestione del BOG, che comprende i Motori a Combustione Interna (MCI) per la generazione dell'energia elettrica a sola copertura degli autoconsumi d'impianto, i motori Stirling a ciclo inverso per la reliquefazione del BOG e la torcia di emergenza.

Il deposito costiero includerà anche due edifici adibiti rispettivamente a uffici e magazzino/officina e la rete di viabilità interna.

L'impianto sarà supervisionato attraverso una sala controllo all'interno dell'area di deposito del GNL, la quale conterrà i principali sistemi di supervisione e controllo. È, inoltre, prevista una stazione di controllo in corrispondenza dell'accosto, per il controllo visivo delle operazioni di trasferimento del GNL.

L'inquadramento generale dell'area di progetto nel Porto di Oristano è illustrato nella Figura 2.1 in allegato.

La descrizione dettagliata delle opere in progetto è riportata nel successivo Capitolo 5.

## 2.2 FINALITÀ E BENEFICI

Il progetto di realizzazione del deposito costiero di GNL, comprensivo di relativo accosto, per lo stoccaggio e la distribuzione di GNL, è finalizzato alla fornitura delle utenze industriali e civili della Regione Sardegna, caratterizzata in particolare dall'assenza di una rete di distribuzione gas, e al rifornimento di mezzi navali alimentati a GNL.

L'idea di progetto è, inoltre, scaturita dalle seguenti considerazioni di carattere generale, peraltro supportate dagli indirizzi di carattere strategico nazionale e comunitario, trattati nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA:

- la realizzazione del progetto aumenterà la capacità di importazione di GNL in Italia, contribuendo alla diversificazione delle fonti energetiche del Paese;
- i terminali di GNL presentano una maggiore flessibilità di approvvigionamento rispetto ai gasdotti;
- la realizzazione del un nuovo deposito costiero consentirà di diversificare la provenienza dai paesi produttori di GNL, favorendo la sicurezza degli approvvigionamenti;
- la possibilità di distribuire il GNL tramite *bunkering* su nave o autobotti è in linea con le future necessità del mercato dei trasporti e favorirà la sostituzione dei combustibili fossili tradizionali a maggiore impatto ambientale, contribuendo ad una riduzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera;

- la realizzazione del progetto comporta ricadute positive in termini economici e ambientali, a livello locale, connesse all'impiego del GNL nel settore navale e dei trasporti terrestri;
- il progetto asseconderebbe la crescente richiesta di GNL nel settore dei trasporti marittimi derivante dalle disposizioni dell'*International Maritime Organization* (IMO) circa i limiti di contenuto di zolfo nei combustibili marittimi;
- l'impiego del GNL contribuisce a raggiungere gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, da raggiungere entro il 2020 (Pacchetto Europeo Clima-Energia 2020).

### 2.3 VANTAGGI AMBIENTALI DEL GNL

Il GNL è una miscela di idrocarburi costituita prevalentemente da metano (variabile tra l'85 e il 96% in volume) e in misura minore da altri componenti quali l'etano, il propano e il butano, che deriva dal gas naturale una volta sottoposto a trattamenti di purificazione e liquefazione.

Essendo una miscela complessa di idrocarburi, il gas naturale viene inizialmente purificato dai gas acidi ( $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ ) e dagli idrocarburi pesanti, nonché da una buona parte di etano, propano e butani così come da  $\text{H}_2\text{O}$ , Hg e zolfo. Tale trattamento viene effettuato per ragioni tecniche, al fine di evitare fenomeni di corrosione, solidificazione durante il raffreddamento, ecc.. Il gas naturale purificato viene quindi liquefatto a pressione atmosferica mediante raffreddamento fino a circa  $-160^\circ\text{C}$ . Il GNL prodotto, occupando un volume di circa 600 volte inferiore rispetto alla condizione gassosa di partenza, può essere così più agevolmente stoccato e trasportato.

Il gas naturale derivante dalla successiva rigassificazione del GNL presenta pertanto un minore grado di impurità rispetto al gas naturale di partenza, risultando in particolare una sostanza incolore, inodore, non tossica e non corrosiva.

Il GNL si presenta dunque come un combustibile "pulito", che non contiene zolfo, la cui semplicità molecolare consente una combustione con ridottissimi residui solidi. L'impiego di GNL, infatti, consentirebbe l'annullamento della  $\text{SO}_x$  prodotta e la drastica riduzione di  $\text{NO}_x$  (circa il 50%), una moderata riduzione della  $\text{CO}_2$  ed un elevatissimo contenimento del particolato (fino al 90%).

La sostituzione del GNL ai combustibili fossili tradizionali consentirebbe, quindi, di ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera nell'ottica del principio di decarbonizzazione definito a livello comunitario e internazionale.

### 3 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

Nel presente capitolo si riporta l'inquadramento del mercato energetico, a livello internazionale, nazionale e regionale, con particolare riferimento al mercato del gas naturale. Nello specifico, in considerazione del progetto in esame, si riportano:

- l'analisi della domanda e dell'offerta nel mercato del gas naturale (Paragrafo 3.1);
- una panoramica del mercato della distribuzione di GNL Paragrafo 3.2).

#### 3.1 MERCATO DEL GAS NATURALE

##### 3.1.1 Contesto Internazionale

Secondo quanto riportato nelle Relazioni Annuali del 2015 dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEG, 2015) e dell'Unione Petrolifera (UP, 2015), nel corso del 2014 la crescita mondiale ha mostrato un andamento ancora incerto (con un tasso di crescita complessivo che non si è discostato dal 2013, pari a +3.4%), nonostante incoraggianti segnali di miglioramento e un moderato rafforzamento del commercio internazionale. L'Area Euro, in particolare, ha manifestato qualche timido segnale di miglioramento delle economie (+0.9% rispetto al -0.5% del 2013), pur rimanendo alle prese con sintomi di debolezza.

Le prospettive globali a breve e medio termine restano comunque incerte per la persistente debolezza dell'Area Euro e del Giappone, il prolungarsi del rallentamento in Cina e l'incognita rappresentata dalla Russia, nonché per le tante tensioni geopolitiche (UP, 2015). Secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI), l'economia mondiale nel 2015 dovrebbe progredire ad un tasso del 3.5% e del 3.8% nel 2016, nonostante le molte incognite nel quadro macroeconomico, con una debole ripresa degli investimenti produttivi e della domanda interna nelle principali aree di consumo.

Complessivamente il Pil mondiale nel 2014 è cresciuto del 3.4% (praticamente quanto nel 2013), cui hanno contribuito l'1.8% delle economie avanzate e il 4.6% di quelle emergenti.

Il mercato energetico a livello globale, come riportato nello Studio di settore specifico per il mercato del gas naturale preparato della Cassa Depositi e Prestiti (CDP), sta vivendo un periodo di profondi cambiamenti per effetto dei seguenti fattori:

- sostanziale incremento della produzione di petrolio e gas naturale in America settentrionale;
- ripensamento sul contributo della produzione di elettricità da fonte nucleare a seguito dell'incidente di Fukushima;
- sviluppo delle fonti energetiche alternative (eolico, fotovoltaico);
- contributo crescente del gas naturale come input energetico, anche per effetto delle scoperte di ingenti riserve di *shale gas*.

Per quanto riguarda i consumi energetici, il petrolio resta comunque la principale fonte con una quota intorno al 30%. Complessivamente, le fonti fossili hanno soddisfatto oltre l'80% della domanda di energia primaria, con un'offerta apparsa in continuo aumento (UP, 2015).

Nella tabella seguente si riportano i consumi mondiali differenziati per fonti energetiche dal 1990 al 2012.

**Tabella 3.1: Consumi Energetici Mondiali [Mtep] dal 1990 al 2013  
(UP, 2015)**

Fonte Energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013 <sup>(1)</sup>
<b>Combustibili Solidi</b>	2,231	2,221	2,358	2,972	3,607	3,789	3,878	4,019
<b>Gas Naturale</b>	1,667	1,812	2,072	2,357	2,737	2,790	2,844	2,895
<b>Petrolio</b>	3,231	3,372	3,658	4,005	4,130	4,132	4,205	4,253
<b>Nucleare</b>	526	608	676	722	719	674	642	642
<b>Idroelettrico</b>	184	213	225	252	296	302	316	328
<b>Geotermica, Eolica e Solare</b>	36	42	60	70	112	127	142	158
<b>Biomasse e Rifiuti</b>	905	967	1,029	1,128	1,288	1,314	1,343	1,378
<b>Totale</b>	<b>8,780</b>	<b>9,235</b>	<b>10,078</b>	<b>11,506</b>	<b>12,889</b>	<b>13,128</b>	<b>13,370</b>	<b>13,673</b>

Note: Stime

Per quanto concerne il mercato internazionale del gas naturale, dopo il modesto aumento della domanda a livello mondiale del 2013 (+0.6%), si è registrata nel 2014 una contrazione (-2%), dovuta in particolare al forte calo degli impieghi in Europa, che ha sopravanzato le positive tendenze registrate in altre parti del mondo (AEEG, 2015).

Il consumo internazionale di gas naturale tra il 2010 e il 2014 è riportato nella tabella seguente.

**Tabella 3.2: Consumo Internazionale di Gas Naturale 2010-2014 [G(m<sup>3</sup>)]  
(AEEG, 2015)**

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Paesi OCSE</b>	1,572	1,572	1,603	1,618	1,592
<b>Paesi ex URSS</b>	594	612	599	583	598
<b>Altri Paesi</b>	1,060	1,117	1,170	1,192	1,135
<b>Totale Mondo</b>	<b>3,226</b>	<b>3,301</b>	<b>3,372</b>	<b>3,393</b>	<b>3,325</b>
<b>di cui UE</b>	532	483	476	471	415

Sul fronte dell'offerta, dopo la battuta d'arresto del 2013, la produzione è tornata a salire a ritmi superiori al 2%, come già nel 2011 e nel 2012. Data la dinamica della domanda, sono aumentati significativamente un po' ovunque i livelli delle scorte.

Nel caso dell'Unione Europea, la produzione interna ha segnato un calo significativo del 6.5%, determinato da una sensibile riduzione nei Paesi Bassi (-19%), mentre la Norvegia ha aumentato il suo livello produttivo (+1.8%) (AEEG, 2015). Relativamente all'approvvigionamento di gas da Paesi esterni all'area OCSE, si sono confermati come principali interlocutori la Federazione Russa e la Nigeria (con apporti tuttavia in riduzione), nonché l'Algeria e il Qatar (con apporti in aumento). In particolare, la Russia ha visto diminuire dell'11% le sue esportazioni verso l'Europa, praticamente annullando l'incremento ottenuto nel 2013, anche per effetto delle tensioni con l'Ucraina. In Europa si conferma in calo l'apporto da GNL, sia pure con tassi di riduzione sensibilmente inferiori a quelli degli anni scorsi. Le importazioni di GNL sono praticamente dimezzate rispetto al

picco del 2011, quando avevano superato gli 80 G(m<sup>3</sup>). Una significativa ripresa dei carichi *spot* in arrivo dall'Asia si è verificata, però, verso la fine dell'anno (AEEG, 2015).

Per quanto riguarda le riserve di gas naturale disponibili, si rileva che sebbene la produzione di gas naturale sia cresciuta nel corso degli ultimi 15 anni con un tasso medio del 2.8%, le riserve disponibili sono continuate ad aumentare con un incremento su base annua del 2%. Agli attuali livelli di produzione, le riserve disponibili garantirebbero una copertura del fabbisogno internazionale di 59 anni (CDP, 2013).

Indipendentemente dai differenti scenari possibili in termini di politiche energetiche internazionali, il gas naturale resta l'unico combustibile fossile la cui domanda mondiale è destinata a crescere in misura significativa, variando a seconda della regione considerata (CDP, 2013):

- Cina, India e Medio Oriente saranno caratterizzati da incrementi significativi, per effetto di un sostegno politico attivo e di sostanziali riforme normative;
- gli Stati Uniti, grazie a un livello dei prezzi contenuto e all'abbondanza di offerta, sperimenteranno uno sviluppo che renderà il gas naturale il combustibile dominante nel mix energetico, superando il petrolio;
- l'Europa dovrà attendere circa un decennio prima che la domanda di gas naturale torni ai livelli registrati nel 2010.

### 3.1.2 Contesto Nazionale

L'analisi del quadro economico ed energetico e del mercato del gas naturale, a livello nazionale, sono stati desunti dalla Relazione Annuale del 2015 dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEG, 2015).

Nel 2014 si è registrato una riduzione del PIL nazionale pari allo 0.4% alla quale è seguito un calo del 3.0% nella domanda finale di elettricità. Per effetto però del calo anche maggiore degli altri consumi energetici, la quota dell'elettricità sul totale della domanda per usi finali è risalita al 19.9% rispetto al 19.5% del 2013.

A livello di settori di utilizzo, il 2014 è stato caratterizzato da un aumento della domanda di energia del settore trasporti nella misura del 3.3%, dato che può essere interpretato come un indizio di ripresa, da una flessione limitata della domanda industriale e da un crollo di quella degli usi civili, influenzata dalle favorevoli condizioni climatiche.

Passando all'esame dell'utilizzo delle fonti, si osserva un calo generalizzato di quelle fossili, ma il petrolio, con una riduzione dell'1.8%, ha segnato un certo miglioramento rispetto al 2013. Complessivamente la quota del petrolio sul totale delle fonti primarie si è attestata al 34.4%, interrompendo il processo di declino in atto da molti anni. Il gas naturale ha concluso il 2014 con una flessione su base annua dell'11.7% (che si confronta con il -13.1% del 2013) Complessivamente il ruolo del gas sul totale della domanda in fonti primarie è sceso al 30.5% contro il 33.2% del 2013. Il peso dei combustibili solidi sul totale delle fonti primarie, inoltre, si è attestato all'8.1%.

In netto contrasto con le fonti fossili, il bilancio 2014 delle fonti rinnovabili è stato molto positivo, con un aumento del 4.5% che ha portato il loro peso sul totale dell'energia al 21.2%.

Il quadro energetico nazionale nel suo complesso, per l'anno 2014, è riportato nella seguente tabella.

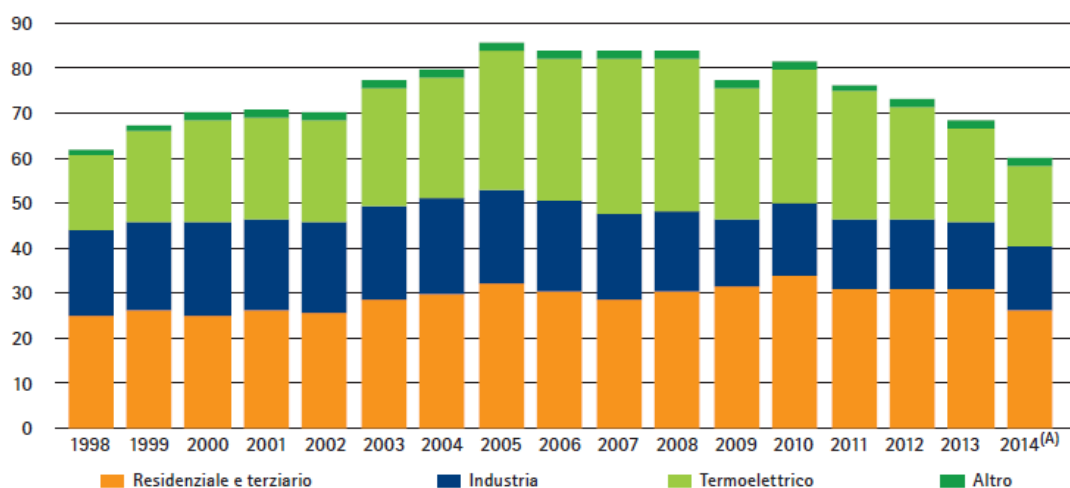


**Tabella 3.3: Bilancio Energetico Nazionale nel 2014 (AEEG, 2015)**

Item	Combustibili Solidi [Mtep]	Gas Naturale [Mtep]	Petrolio [Mtep]	Rinnovabili [Mtep]	Energia Elettrica <sup>(1)</sup> [Mtep]	Totale [Mtep]
Produzione	0.32	5.86	5.76	33.11	-	45.04
Importazione	13.76	45.66	71.77	2.32	10.28	143.79
Esportazione	0.21	0.20	20.12	0.07	0.66	21.26
Variazione Scorte	0.40	0.62	0.11	0.02	-	-1.15
Disponibilità per il Consumo Interno	13.47	50.70	57.30	35.34	9.61	166.43
Consumi e Perdite del Settore Energetico	-0.13	-1.70	-3.43	-0.01	-40.35	-45.63
Trasformazione in Energia Elettrica	-10.44	-14.50	-2.37	-27.46	54.76	0.00
Impieghi Finali	2.89	34.51	51.51	7.87	24.02	120.80
<i>Industria</i>	2.82	11.88	3.86	0.04	9.11	27.71
<i>Trasporti</i>	-	0.86	36.25	1.08	0.90	39.09
<i>Usi Civili</i>	0.00	21.15	2.80	6.75	13.53	44.23
<i>Agricoltura</i>	-	0.12	2.09	0.01	0.47	2.69
<i>Usi non Energetici</i>	0.07	0.51	4.20	-	-	4.78
<i>Bunkeraggi</i>	-	-	2.30	-	-	2.30

Note: Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico

La riduzione dei consumi si è riflessa dunque anche nel mercato del gas naturale. La figura seguente mostra i consumi nazionali di gas naturale per settore dal 1998 al 2014.



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

**Figura 3.1: Consumi di Gas Naturale per Settore (AEEG, 2015)**

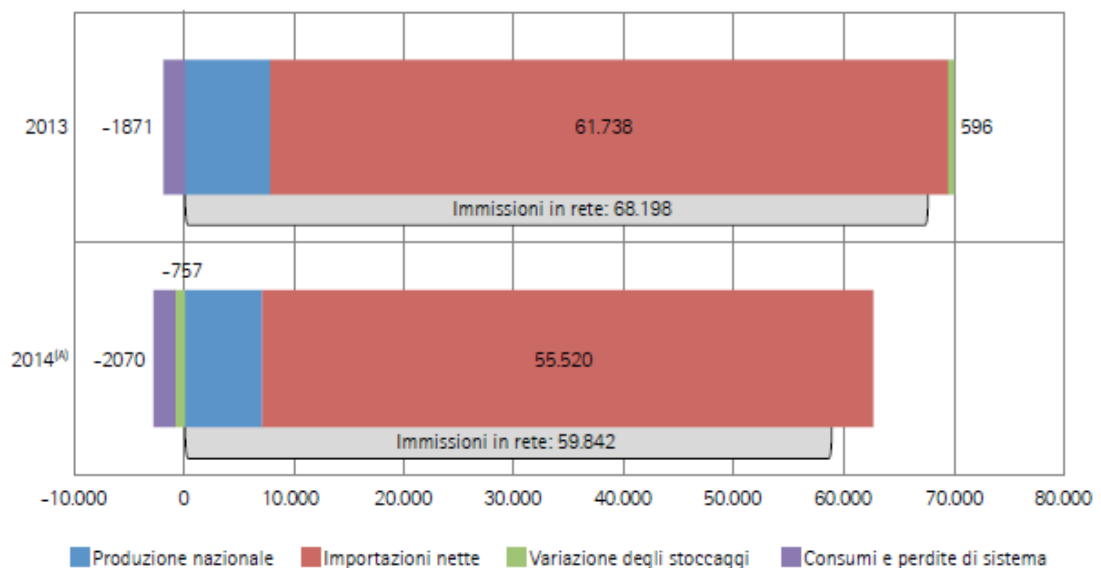
Con la domanda complessiva in calo, la modesta crescita che caratterizzava la produzione nazionale negli anni più recenti (2009-2012), dopo un lungo periodo di declino iniziato da metà anni 90, ha subito un arresto. Nel 2014, infatti, l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha evidenziato una diminuzione del 7.6% rispetto al 2013, per una copertura del fabbisogno interno (lordo) pari all'11.5% circa. Le riserve certe di gas, la maggior parte delle quali si trova in mare (55%) ed il restante 45% a terra (quasi interamente nel Sud Italia), al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni, basterebbero per continuare a produrre per sei anni e otto mesi, fermo restando eventuali nuove scoperte che dovessero verificarsi.

Per quanto riguarda le importazioni, esse nel 2014 hanno registrato una significativa contrazione del 10%, coerentemente con la diminuzione del consumo nazionale di gas; le esportazioni, invece, sono lievemente aumentate (+3.9%).

Coerentemente con una domanda lorda e finale in continua diminuzione, inoltre, circa un miliardo di metri cubi è andato a stoccaggio: le immissioni, infatti, hanno superato i prelievi, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati superiori di 757 M(m<sup>3</sup>) rispetto a quelli presenti a fine 2013.

Poiché la produzione nazionale è scesa a 7,149 M(m<sup>3</sup>) e considerando una stima dei consumi di rete e delle perdite di sistema pari a 2,070 M(m<sup>3</sup>), i quantitativi di gas immessi in rete nel 2014 sono valutabili in 59,842 M(m<sup>3</sup>), 12.3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2013. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è risalito al 90,1% dall'88,4%.

Le immissioni in rete nel 2013 e nel 2014 sono illustrate nella figura seguente.



(A) Dati preconsuntivi per il 2014

**Figura 3.2: Immissioni in Rete nel 2013 e nel 2014 [M(m<sup>3</sup>)] (AEEG, 2015)**

Con riferimento alla distribuzione del gas naturale, l'assetto del trasporto del gas naturale nel territorio italiano è suddivisa in:

- Rete Nazionale di Gasdotti: costituita dall'insieme dei metanodotti e degli impianti che consentono di trasferire rilevanti quantità di gas dai punti di immissione in rete fino alle macro aree di consumo, comprendendo anche le centrali di compressione;
- Rete di Trasporto Regionale: formata dalla restante parte di metanodotti e dagli impianti ad essa collegati.

Nella seguente tabella sono riportate le estensioni delle reti nazionale e regionale di proprietà delle diverse società di trasporto.

**Tabella 3.4: Caratteristiche Infrastrutturali delle Società di Trasporto (AEEG, 2015)**

Operatore	Rete		Totale [km]
	Nazionale [km]	Regionale [km]	
Snam Rete Gas	9,559	22,780	32,339
Società Gasdotti Italia	473	1,054	1,527
Retragas	-	407	407
Infrastrutture Trasporto Gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Energie	-	63	63
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas	-	41	41
Netenergy Service	-	36	36
Italcogim Trasporto	-	15	15
<b>Totale</b>	<b>10,115</b>	<b>24,513</b>	<b>34,628</b>

### 3.1.3 Contesto Regionale

La Regione Sardegna si caratterizza per l'assenza di infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e distribuzione del gas naturale, che ne determina una condizione di svantaggio rispetto alle altre regioni italiane ed europee in termini di costo della bolletta energetica. La Sardegna infatti ha attualmente una forte dipendenza dalle fonti fossili, in particolare dal petrolio.

Nella seguente tabella si mostrano i consumi finali per le differenti categorie di consumo come riportato nel Bilancio Energetico Regionale (BER) relativo all'anno 2011 della Proposta Tecnica del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna.

**Tabella 3.5: Consumi Finali della Regione Sardegna per l'Anno 2011**

Settore Trasporti	Consumi Finali [ktep]
Terrestri	784
Agricoltura	57
Marittimi Interni	40
Fonti Fossili	circa 1,167
Energia Elettrica	Consumi Finali [ktep]
Domestico	196
Terziario	208
Industria	546

Agricoltura	19
Fonti Fossili	circa 759
<b>Energia Termica</b>	<b>Consumi Finali [ktep]</b>
Domestico	660
Industria	440
Terziario	23
Agricoltura	3
Altro	28
Fonti Fossili	circa 739

Seppur registrando una riduzione significativa nell'ultimo decennio dei consumi finali di energia (-28.5%) e di prodotti petroliferi (-52%), la Regione Sardegna, attraverso l'iter di approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale, intende perseguire il raggiungimento degli obiettivi indicati dalle politiche energetiche europee tra cui la diversificazione delle fonti energetiche, la sicurezza degli approvvigionamenti e la decarbonizzazione.

Con particolare riferimento alla metanizzazione dell'isola, abbandonate le opzioni infrastrutturali per la distribuzione del gas naturale proposte in passato, dalle recenti linee di indirizzo regionali (Deliberazione No.48/13 del 2 Ottobre 2015) il GNL risulta il vettore energetico preferenziale per l'approvvigionamento di metano della Regione Sardegna.

## 3.2 MERCATO DELLA DISTRIBUZIONE DI GNL

### 3.2.1 Contesto Internazionale

La destinazione d'uso del Gas Naturale Liquefatto (GNL) commerciato a livello internazionale ha riguardato tradizionalmente la sua rigassificazione e immissione nei gasdotti per essere inviato agli utenti finali commerciali, residenziali e industriali. Tuttavia, in alcuni settori e contesti regionali o locali, si è iniziato a gestire il GNL direttamente in forma liquida, come combustibile per i trasporti navali, per autotrazione o a servizio di quei siti industriali o aree residenziali ubicati in territori non raggiunti dai gasdotti. Questo è stato reso possibile con lo sviluppo di servizi del tipo *Small Scale LNG* (SSLNG), tramite la realizzazione di specifici terminali GNL di piccola taglia o con l'adattamento di quelli esistenti al commercio al dettaglio.

Quest'evoluzione è riconducibile principalmente ai seguenti fattori (CDP, 2013):

- necessità di diversificazione delle forniture: l'allontanamento dei campi di produzione dai centri di consumo e la frammentazione dei mercati ha reso sempre più rilevante il ruolo del GNL come modalità di approvvigionamento flessibile;
- riduzione dei costi: l'evoluzione tecnologica e il conseguente abbattimento dei costi in particolare nel segmento della liquefazione ha reso più competitivo il ricorso al GNL come alternativa al trasporto tramite gasdotto;
- nuovi mercati di origine/destinazione: il ruolo crescente del gas naturale nel mix energetico a livello globale ha determinato nuovi equilibri internazionali con un ruolo sempre più rilevante dei Paesi emergenti.

Nel corso degli ultimi due decenni, il GNL ha quindi rivestito un'importanza sempre maggiore nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici a livello internazionale, arrivando ad una incidenza sul totale dei consumi superiore al 10% nel 2011 (CDP, 2013).

Uno scenario di questo genere, agli inizi degli anni '90, sarebbe apparso irrealistico, in quanto a livello globale il contesto del mercato GNL contava 8 Paesi importatori, 8 Paesi esportatori e 70 navi operative, presentandosi pertanto a carattere prevalentemente regionale, con una struttura punto-punto.

Invece, dal *World LNG Report 2015* dell'*International Gas Union* (IGU) si evince che nel 2014 l'industria del GNL è stata caratterizzata da volumi di 241.1 milioni di tonnellate, con un incremento di circa 4.3 milioni di tonnellate rispetto al 2013, ed ha visto 19 Paesi esportatori e 29 Paesi importatori (IGU, 2015).

La figura seguente mostra il trend comunque positivo dei volumi di LNG in commercio a livello internazionale dal 1990 al 2014 e indica il numero di Paesi esportatori ed importatori.

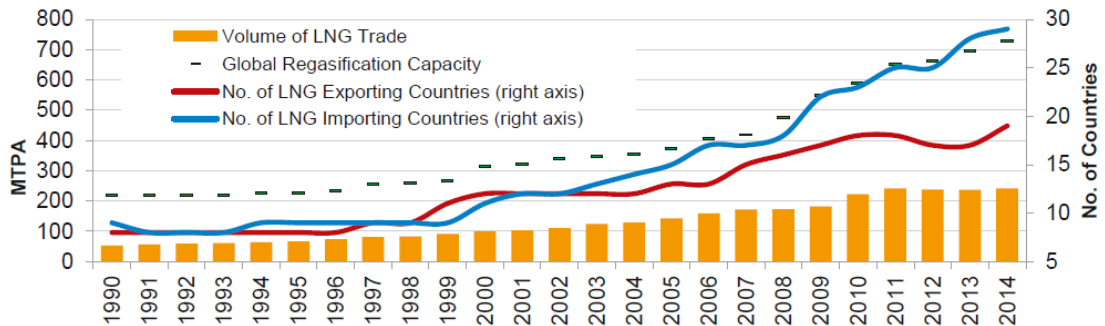


Figure 3.1: LNG Trade Volumes, 1990-2014

Source: IHS, IEA, IGU

### Figura 3.3: Volumi di LNG in Commercio a Livello internazionale (IGU, 2014)

Secondo quanto riportato nell'*Annual Report 2015* dell'*International Group of Liquefied Natural Gas Importers* (GIIGNL), il 2014 ha registrato un incremento di volumi dell'1% rispetto al 2013 con 239.2 milioni di tonnellate, ed ha visto 19 Paesi esportatori e 30 Paesi importatori. I maggiori Paesi esportatori sono risultati Qatar, Indonesia, Australia e Malesia, mentre i maggiori Paesi importatori sono risultati Giappone, Corea del Sud e Cina. Il mercato asiatico da solo ha rappresentato il 70% della domanda mondiale di GNL.

Al 2014 la flotta internazionale di trasporto GNL conta più di 400 unità per un totale di 4,023 movimenti rispetto ai 3,998 del 2013.

I maggiori flussi di trasporto internazionale di GNL sono illustrati nella figura seguente.



**Figura 3.4: Flussi Internazionali di GNL (GIIGNL, 2015)**

Con particolare riferimento al mercato del GNL in ambito europeo, il maggior impulso allo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione è dato dalla crescente richiesta di GNL per trazione navale dovuto soprattutto all'entrata in vigore dell'area di controllo delle emissioni di zolfo (SECA), comprendente il Mare del Nord, il Canale della Manica ed il Mar Baltico, che ha comportato l'utilizzo di carburante per navi con contenuto di zolfo minore dello 0.1% a partire dal 2015.

Sempre in ambito europeo, non si possono escludere altri utilizzi quali la funzione di backup per la generazione elettrica e la fornitura di gas in aree non servite dalle reti nazionali di trasporto, come ad esempio le nazioni scandinave, o poco interconnesse con la rete europea, come la Spagna.

Nel 2014, il consumo di GNL in Europa ha tuttavia registrato nel complesso una riduzione del 4.4%, passando dal 14.3% dell'import mondiale del 2013 al 13.6%. I principali importatori europei di GNL sono Regno Unito e Spagna che da soli hanno coperto il 50% delle importazioni europee di GNL (GIIGNL, 2015).

Il quadro generale sui servizi della distribuzione del GNL a livello comunitario, attuali e in progetto, con riferimento ai terminali GNL esistenti di piccola e grande taglia, è dato dall'organizzazione GIE (Gas Infrastructure Europe) ed in particolare dalla sua divisione GLE (Gas LNG Europe).

Lo stato dell'arte dei terminali LNG di piccola taglia in Europa, al mese di Maggio 2015, è dato dalla tabella seguente.

**Tabella 3.6: Numero di Installazioni SSLNG (GLE, 2015)**

Tipologia di Installazione	Status		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
<i>Reloading</i>	15	2	12
<i>Transshipment</i>	3	2	4
Caricamento di navi <i>bunker</i>	9	7	11
Caricamento su autobotte	19	8	5
Caricamento su treno	-	-	4

### 3.2.2 Contesto Nazionale

In analogia con le tendenze a livello europeo, in ambito nazionale sono sorte una serie di iniziative sia progettuali che programmatiche volte al potenziamento delle strutture di importazione e distribuzione di GNL.

Attualmente in Italia sono operanti le seguenti infrastrutture di importazione di gas naturale allo stato liquido:

- Terminale di Panigaglia;
- Terminale di Rovigo;
- Terminale di Livorno.

Sono stati autorizzati ma non ancora realizzati i Terminali di Gioia Tauro e Falconara, risultano in fase di autorizzazione quelli di Porto Empedocle, Zaule e Rosignano Marittimo, mentre risulta sospeso il progetto di realizzazione del Terminale di Brindisi.

Presso 2 dei 3 Terminali GNL esistenti in Italia, sono allo studio progetti per la distribuzione di GNL che riguardano in particolare i seguenti servizi (GLE, 2015):

- carico su navi metaniere presso i Terminali di Panigaglia e offshore Toscana;
- carico su camion autocisterna presso il Terminale di Panigaglia.

A livello strategico, come già riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA, il Governo italiano si sta preparando alla futura adozione di un Piano strategico nazionale sull'utilizzo del GNL, i cui aspetti fondamentali sono riportati nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente Studio di Impatto Ambientale.

Il Piano, sulla base delle esperienze degli altri Stati Membri dell'UE, fornisce un quadro sulle potenzialità di impiego di GNL per alimentare tramite rigassificazione in sito, aree isolate o non metanizzate, e nei trasporti terrestri e marittimi.

Tra le misure volte allo sviluppo del mercato nazionale di GNL si prevedono:

- semplificazione e omogeneizzazione delle procedure autorizzative;
- implementazione e adeguamento della normativa tecnica di settore;
- sviluppo di una adeguata logistica a terra;
- mantenimento di una fiscalità favorevole nella fase iniziale di inserimento nel mercato.

### **3.2.3 Contesto Regionale**

La Regione Sardegna, data la sua condizione insulare, si caratterizza per l'assenza di una rete di distribuzione di gas naturale connessa alla Rete di Gasdotti Nazionale. Un primo tentativo di metanizzazione della Sardegna era stato avanzato attraverso la proposta di realizzazione del gasdotto GALSI, mentre la distribuzione agli utenti finali sarebbe dovuta realizzarsi attraverso reti di distribuzione locali. Attualmente, le reti di distribuzione cittadine, realizzate in tempi recenti o in fase di realizzazione, sono temporaneamente esercite a GPL e aria propanata, convertibili a gas naturale (Regione Sardegna, 2014).

Tuttavia le recenti politiche energetiche nazionali e regionali, al fine di evitare le criticità connesse alle mancate forniture causate dall'instabilità politica dei Paesi fornitori hanno favorito alternative caratterizzate da una maggiore flessibilità e semplicità di realizzazione quali lo sviluppo di depositi costieri per l'approvvigionamento e la distribuzione di GNL a servizio di aree non metanizzate come appunto la Sardegna, rispetto alla localizzazione di grandi infrastrutture fisiche per la distribuzione del gas.



## 4 DESCRIZIONE DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO

L'opera a progetto sarà realizzata in un'area del Porto industriale di Oristano, incluso nel territorio comunale di Santa Giusta, in Provincia di Oristano, e inserito nell'area industriale gestita dal Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (CIPOR), Ente Pubblico Economico che promuove la localizzazione e lo sviluppo delle imprese nell'agglomerato industriale di Oristano.

I centri abitati più prossimi all'area di intervento sono:

- Oristano, localizzato ad una distanza minima di circa 3.1 km a Nord-Est;
- Santa Giusta, ubicato a circa 3.5 km ad Est.

Nel seguito si fornisce una breve descrizione dell'area industriale in cui si inserisce l'opera a progetto (Paragrafo 4.1) e del sito oggetto di intervento (Paragrafo 4.2).

### 4.1 AGGLOMERATO INDUSTRIALE ORISTANESE

L'agglomerato industriale oristanese si estende a Sud del centro abitato di Oristano, in territorio pianeggiante, e si caratterizza per la sua posizione baricentrica lungo la costa Ovest della Sardegna.

La superficie complessiva dell'agglomerato è di circa 1,150 ettari che ricadono in parte nel territorio comunale di Oristano e in parte in quello di Santa Giusta. Quest'ultimo, in particolare, ospita la principale infrastruttura dell'agglomerato industriale, ossia il Porto industriale di Oristano.

L'agglomerato industriale è suddiviso in tre corpi distinti con vocazioni economiche e caratteristiche tra loro differenti: Nord, Centrale e Sud.

Il Corpo Nord è localizzato a Sud del centro urbano di Oristano ed è direttamente collegato con la Strada Provinciale 56 (che collega Oristano con Santa Giusta) e con la rete Ferrovie dello Stato della Sardegna mediante un raccordo ferroviario. In questa porzione dell'agglomerato hanno trovato naturale vocazione insediativa imprese di medio-piccola dimensione, in prevalenza operanti nei settori dei servizi e assistenza, impiantistica e manutenzioni e diverse strutture di Pubblico Servizio.

Il Corpo Centrale è situato tra lo Stagno di Santa Giusta e il mare ed è collegato alla Strada Statale 131 mediante il GASI (Grande Anello di Supporto Industriale) e la Strada Provinciale 49, e alla rete Ferrovie dello Stato della Sardegna mediante un raccordo ferroviario. Questo comparto accoglie iniziative di maggiori dimensioni, la cui attività si concentra in operazioni di import/export attraverso l'infrastruttura portuale.

Il Corpo Sud è ubicato a Sud del centro urbano di Santa Giusta, lungo la Strada Statale 131, ed è prevalentemente destinato ad iniziative legate al settore agricolo e dei trasporti. Le aree ricadenti in tale comparto hanno una superficie complessiva di circa 56 ettari, 46 dei quali sono destinati ad attività produttive.

**L'area a progetto è ubicata nel Porto industriale di Oristano ed è pertanto inclusa nel Corpo Centrale dell'agglomerato industriale oristanese.**

## 4.2 PORTO DI ORISTANO

### 4.2.1 Descrizione Generale

Il Porto industriale di Oristano è ubicato nel golfo di Oristano e si estende internamente verso lo stagno di Santa Giusta. Il Porto è in attività dal 1975 ed è gestito dal CIPOR.

Il vigente Piano Regolatore del Porto Industriale di Oristano, nella sua stesura definitiva (Progetto Definitivo), ritenuto meritevole di approvazione dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici con Voto No. 1664 nell'adunanza del 22 Ottobre 1964 e, per la successiva Variante, con voto No. 95 nell'adunanza del 16 Febbraio 1972, rappresenta lo strumento che ha conferito al CIPOR il titolo per la realizzazione nel corso degli anni del Porto Industriale di Oristano.

La realizzazione della infrastruttura portuale è avvenuta in funzione dei finanziamenti pubblici concessi: allo stato attuale risultano eseguite opere e strutture che hanno permesso la quasi globale agibilità dell'area portuale che dovrà, comunque, essere ancora completata con interventi comunque rispettosi delle previsioni di Piano.

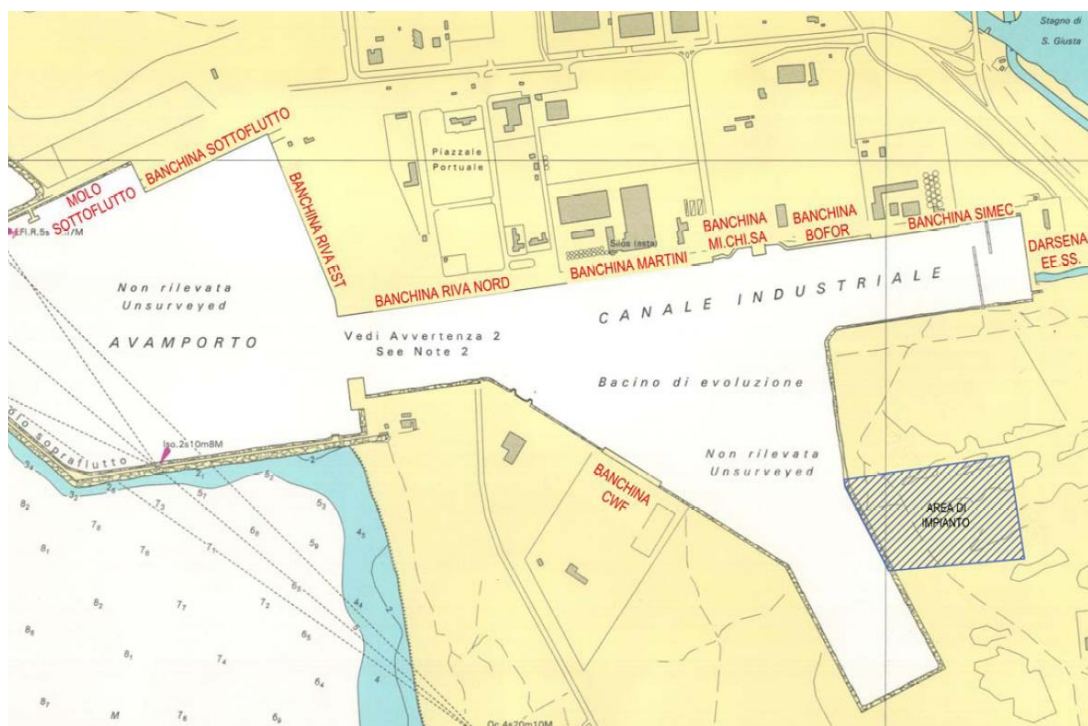
Gli interventi sino ad ora eseguiti dal CIPOR, a partire dal 1970 e per circa 30 anni, attraverso lotti e stralci funzionali, sono sinteticamente di seguito riportati (CIPOR, 2015):

- molo esterno di sopraflutto (sviluppo di circa 1,610 m) e molo esterno di sottoflutto (sviluppo di circa 7 m) a protezione del bacino portuale (anni 1970 – 1974);
- canale esterno di accesso al Porto (profondità -12 m s.l.m.m.) e bacino portuale (profondità -9.5 m s.l.m.m.);
- canale navigabile di penetrazione Ovest-Est (sviluppo di circa 1,580 m e profondità di -9.5 m s.l.m.m.) e bacino portuale di evoluzione (diametro pari a 450 m e profondità di -9.5 m s.l.m.m. (anni 1972 – 1976);
- banchina nel molo di Sottoflutto (anni 1974 – 1977);
- banchina della riva Nord del canale navigabile Ovest-Est (anni 1975 – 1977);
- completamento delle opere di accosto ed opere esterne a servizio del piazzale portuale destinato al traffico comune (anni 1976 – 1979);
- approfondimento del canale esterno di accesso al Porto e del bacino portuale (rispettivamente alle profondità di -13 e -11 m s.l.m.m.) (anni 1978 – 1980);
- approfondimento alla quota definitiva del canale esterno di accesso al Porto e del bacino portuale (rispettivamente alle profondità di -13.5 m e -12 m s.l.m.m.) (anni 1980 – 1985);
- piazzale portuale destinato al traffico comune, interamente pavimentato (circa 20 Ha) e dotato dei relativi impianti (elettrico, illuminazione e forza motrice, reti idrico-fognarie, antincendio, fabbricati di servizio) (anni 1981 – 1986);
- edifici portuali, quali sede della Capitaneria di Porto e dei Vigili del Fuoco (anni 1982 – 1986);
- opere di completamento funzionale della struttura portuale, comprendenti in particolare la darsena e le relative strutture ricettive per gli Enti di Stato (anni 1990 – 1994);
- edifici portuali quali sede della Guardia di Finanza e della Dogana (anni 1992 – 1994);
- impianto per il segnalamento marittimo del canale esterno di accesso al Porto (anni 1998 – 1999);

- banchina sul canale navigabile Ovest-Est a servizio dell'industria (anni 2000 – 2002);
- prolungamento canale navigabile Sud (lunghezza circa 500 metri e profondità -11 metri s.l.m.m.) (anni 2002 – 2003).

Oltre alle opere sopra elencate, il Piano Regolatore Portuale prevede il completamento della infrastruttura portuale attraverso il prolungamento del canale navigabile Sud completo del 2° bacino di evoluzione nel tratto terminale. L'opera, recepita nel Piano Regolatore Territoriale Consortile e negli strumenti urbanistici sottordinati (Piani Urbanistici Comunali di Oristano e Santa Giusta), resta ad oggi una previsione urbanistica. Infatti, a seguito dell'elevazione del Porto a scalo di rilevanza nazionale dalla Legge No.166 del 1 Agosto 2002, le competenze in materia sono passate in capo al competente Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e ad oggi non è stato redatto alcun progetto esecutivo per il prolungamento finale del canale navigabile.

L'inquadratura del Porto di Oristano con l'ubicazione delle principali aree di accosto e dell'area di impianto è riportata nella figura seguente.



**Figura 3.5: Inquadratura del Porto di Oristano e Ubicazione dei Principali Accosti e dell'Area di Intervento**

Le caratteristiche principali del Porto di Oristano sono sintetizzate nella tabella seguente.

**Tabella 3.7: Caratteristiche principali del Porto di Oristano  
(www.ciporistano.it)**

Descrizione	Dati Tecnici
Moli esterni di sopraflutto	Sviluppo: 1,610 m
Moli esterni di sottoflutto	Sviluppo: 700 m
Canale esterno di accesso al Porto	Profondità: -13.50 m
Avamporto	Profondità: - 12.00 m
Canale navigabile di penetrazione Ovest-Est	Sviluppo complessivo: 1,580 m Profondità -12.00m; -9.50 m Larghezza utile alla base: 160 m
Canale navigabile Sud	Sviluppo complessivo: 480 m Profondità -11.00m Larghezza utile alla base: 160 m
Bacino di evoluzione	Diametro: 450 m Profondità: -11.00 m
Banchine nel molo di sottoflutto	Sviluppo: 306 m
Banchine piazzale destinato al traffico comune	Sviluppo complessivo: 920 m
Banchine piazzale a servizio esclusivo di insediamenti produttivi	Sviluppo complessivo: 1,300 m
Area attrezzata piazzale portuale	20 ha

#### 4.2.2 Attività Portuali

Il Porto di Oristano assume prevalentemente la funzione di scalo industriale, è operativo 365 giorni all'anno ed è fornito di oltre 20 ettari di piazzali attrezzati e di 1,600 metri circa di banchine.

I principali movimenti che lo interessano sono le materie prime e i prodotti derivanti dall'attività produttiva delle aziende consortili (liquidi chimici, bentonite, cereali, prodotti alimentari, legname, cemento, etc.), in particolare di quelle prospicienti il canale navigabile, oltre a merci come il carbone, le fibre acriliche, i poliesteri minerali e i concimi.

I movimenti merci che caratterizzano il Porto di Oristano sono riportati in dettaglio nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

L'ubicazione del Porto risulta particolarmente favorevole sulla rotta Suez-Gibilterra con riferimento ai traffici internazionali. L'approdo risulta protetto grazie alla posizione all'interno del golfo e la presenza del canale navigabile con i suoi fondali di -11 metri che consentono l'attracco di navi di grossa stazza.

La contiguità all'agglomerato industriale, inoltre, permette allo scalo portuale oristanese di svolgere una duplice funzione che lo rende piuttosto elastico in termini di operatività e opportunità di utilizzo: da un lato svolge le funzioni di scalo commerciale dotato di servizi e di aree per la movimentazione delle merci; dall'altro svolge le funzioni di porto industriale per le imprese che si localizzano lungo il canale navigabile con la possibilità di effettuare le operazioni di imbarco e sbarco in regime di autonomia funzionale.

La seguente figura mostra una vista dall'alto del Porto di Oristano con i suoi insediamenti produttivi.



**Figura 3.6: Porto di Oristano ([www.pau-shipping.com](http://www.pau-shipping.com))**

## 5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto di realizzazione del deposito costiero per lo stoccaggio e la distribuzione di GNL da realizzarsi nel Porto di Oristano, prevede l'esecuzione di opere edili ed impiantistiche che interessano una superficie a terra di circa 76,000 m<sup>2</sup> e relativa area di accosto per una lunghezza di circa 185 m.

Nello specifico, si prevede l'installazione e l'esecuzione delle seguenti opere principali:

- a terra:
  - bracci di carico per il trasferimento del GNL e del BOG;
  - linee di collegamento e ricircolo di GNL e BOG;
  - serbatoi criogenici per lo stoccaggio del GNL;
  - sistema di gestione del BOG comprensivo di sistema di emergenza;
  - sistema di distribuzione tramite caricazione su bettoline;
  - sistema di distribuzione tramite caricazione su autocisterne;
  - edifici e strutture;
- a mare:
  - piattaforma per l'accosto delle navi metaniere e delle bettoline.

Nella Figura 5.1 in allegato sono riportati i prospetti e le viste assonometriche dell'opera.

Nei successivi paragrafi sono riportate le descrizioni delle opere da realizzarsi (Paragrafi 5.1 e 5.2 rispettivamente per le opere a terra e a mare) e delle caratteristiche principali del progetto (Paragrafo 5.3).

Si rimanda agli elaborati del Progetto Definitivo per maggiori dettagli tecnici.

### 5.1 IMPIANTO A TERRA

Il deposito costiero di GNL in progetto comprenderà le strutture e gli impianti necessari alla ricezione, allo stoccaggio e alla distribuzione del GNL, come mostrato in Figura 5.2 in allegato.

Nei paragrafi che seguono si descrivono le unità principali dell'impianto:

- sistema di ricezione e trasferimento GNL;
- sistema di stoccaggio GNL;
- sistema di distribuzione GNL;
- sistema di gestione del BOG;
- sistema di alimentazione e distribuzione elettrica;
- sistemi ausiliari;
- sistema di controllo distribuito;
- sistema di emergenza;
- sistema di contabilizzazione;
- opere civili.

Il sistema antincendio è, invece, riportato nel successivo Capitolo 9.

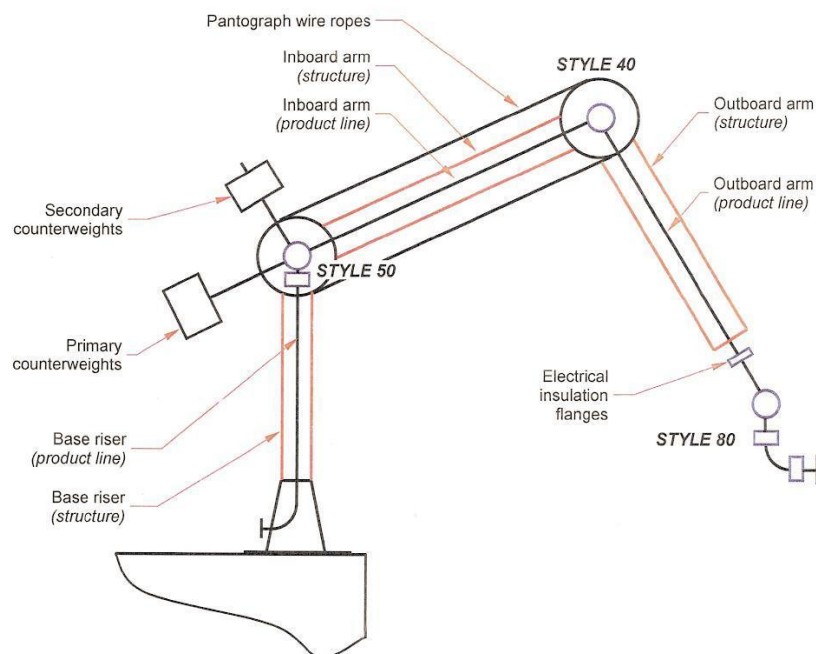
### 5.1.1 Sistema di Ricezione e Trasferimento GNL

Il GNL sarà trasportato al deposito costiero tramite navi gasiere o metaniere aventi caratteristiche analoghe a quelle attualmente esistenti di capacità di trasporto sino a 15,600 m<sup>3</sup>, con possibilità di scarico parziale fino a copertura della capacità di impianto pari a 10,000 m<sup>3</sup>. Le navi saranno ormeggiate e scaricate in corrispondenza di un'area di accosto dedicata. Il traffico delle navi dipenderà delle taglie delle stesse, arrivando fino a un massimo di 70 arrivi all'anno considerando conservativamente sole gasiere di piccole dimensioni della capacità di 7,500 m<sup>3</sup>.

Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le comunicazioni, potranno iniziare le procedure di scarico del GNL con la connessione dei bracci di carico ubicati in corrispondenza dell'accosto e le relative prove di tenuta. I bracci di carico consentiranno il collegamento delle linee del GNL e del BOG e pertanto di equilibrare le pressioni tra i serbatoi della gasiera e i serbatoi di stoccaggio dell'impianto. Una sovrappressione positiva nei serbatoi a terra permetterà al BOG che si genera durante il trasferimento del GNL, di fluire verso la metaniera ed evitare il *flash* nei serbatoi a terra.

Il trasferimento del GNL, in particolare, sarà effettuato tramite un braccio di carico per la fase liquida caratterizzato da un diametro di 10", mentre il trasferimento del gas di ritorno (BOG), proveniente dai serbatoi di stoccaggio, sarà effettuato tramite un braccio avente diametro di 8". Un ulteriore braccio da 10", sarà installato come riserva in caso di malfunzionamento di uno dei bracci operativi e sarà di tipo "ibrido" ossia idoneo per il funzionamento sia a GNL che a BOG.

La struttura dei bracci di carico è schematizzata nella figura seguente.



**Figura 3.7: Braccio di Carico**

Una volta stabiliti i collegamenti, il GNL dai serbatoi della nave sarà pompato verso i No.7 serbatoi criogenici a terra mediante le pompe della nave. Nella fase iniziale, le linee di trasferimento della nave e i bracci di carico saranno raffreddati con il GNL stesso. Dopo



circa 30 minuti, quando la temperatura sarà vicina a quella del GNL nei serbatoi, la portata di GNL sarà incrementata, mentre il BOG inizierà a fluire verso la metaniera attraverso la linea di ritorno vapore per differenza di pressione, come riportato prima, tra i serbatoi criogenici a terra e i serbatoi della nave.

I bracci di carico saranno capaci di lavorare in entrambe le direzioni di flusso, ossia per lo scarico delle gasiere, assicurando una capacità di trasferimento massima fino a 1,000 m<sup>3</sup>/h, e il carico delle bettoline, con una portata massima dell'ordine dei 250 m<sup>3</sup>/h.

I bracci di carico saranno completi di un sistema idraulico comune per la connessione o disconnessione rapida, la movimentazione dei bracci stessi, il monitoraggio della posizione di ciascun braccio e di un sistema di sganciamento di emergenza o PERC (*Powered Emergency Release Coupling*).

In fase di scarico, il GNL sarà inviato allo stoccaggio a terra tramite una linea da 12" che confluirà in un collettore da 16" attraverso il quale il GNL può accedere ai serbatoi criogenici. Normalmente tutti i serbatoi saranno riempiti contemporaneamente allo scopo di migliorare la miscelazione del GNL all'interno di ciascuno di essi.

Il flusso di GNL verso il collettore è controllato attraverso una valvola di regolazione posizionata sulla linea di trasferimento del GNL.

Il flusso in ingresso a ciascun serbatoio potrà essere gestito attraverso la regolazione di una coppia di valvole pneumatiche, rispettivamente collegate alla linea di caricamento dall'alto e dal basso, e operate direttamente dall'operatore in sala controllo.

Durante lo scarico della metaniera un separatore di liquido con annesso desurriscaldatore, ubicato sul molo, dividerà gli eventuali liquidi trascinati dal BOG dai serbatoi di stoccaggio alla metaniera. Nel caso in cui la temperatura del gas di ritorno dovesse risultare superiore al set previsto, una valvola permetterà l'invio al desurriscaldatore di un flusso regolato di GNL proveniente dalla linea di trasferimento. Tramite l'iniezione di GNL, il gas di ritorno è riportato a valori compatibili con i requisiti di temperatura richiesti dalla metaniera collegata.

Al raggiungimento del minimo livello nei serbatoi della gasiera, o del livello opportuno in caso di scarico parzializzato, l'operazione termina. Il braccio verrà drenato, parte nella metaniera e parte nel separatore liquido sul molo, con l'azoto immesso nella parte alta del braccio, per poi essere inertizzato e infine disconnesso dalla nave.

Il separatore di banchina è dimensionato per contenere l'intero volume di un braccio più la massima quantità di GNL separato dal flusso del desurriscaldatore.

Al termine delle operazioni di scarico sarà ripristinata la circolazione del GNL nella linea di trasferimento dalla nave per la rimozione continua del calore in ingresso alla linea stessa e il mantenimento della temperatura a livello criogenico in attesa della nave successiva. Il flusso di GNL ricircolato e re-inviato nei serbatoi di stoccaggio.

La re-introduzione della portata di ricircolo potrà essere effettuata dal basso o dall'alto mediante spray, ciò allo scopo di poter controllare il livello di pressione presente nei serbatoi utilizzando la capacità termica disponibile del GNL per ricondensare una parte di BOG, tale pratica permette la gestione dei livelli di pressione per periodi limitati di tempo trasferendo parte del calore latente del BOG al GNL sotto forma di calore sensibile.

Tutti i drenaggi, gli scarichi delle TSV (*Thermal Safety Valve*) e gli sfiati delle apparecchiature e linee di banchina sono raccolti nel separatore di banchina, che è connesso,



attraverso la linea di ritorno del vapore, al collettore del BOG e al sistema di emergenza tramite alcune PSV (*Pressure Safety Valve*).

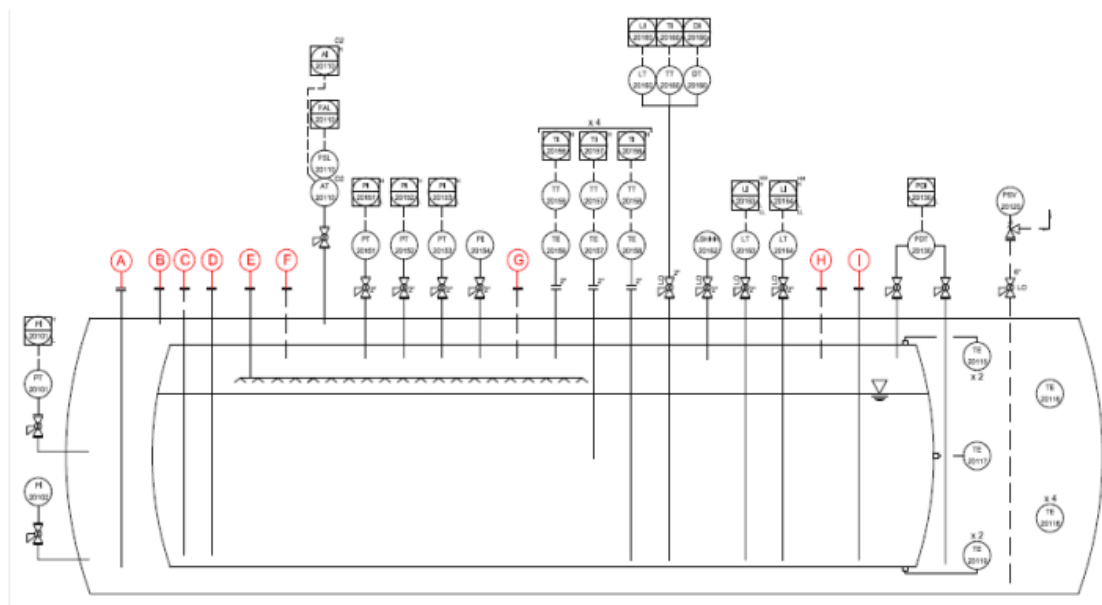
Il liquido contenuto nel separatore potrà essere:

- spiazzato mediante la pressurizzazione con azoto ed inviato alla linea di scarico per essere trasferito ai serbatoi di stoccaggio;
- vaporizzato mediante accensione del vaporizzatore elettrico per essere inviato al collettore del BOG.

### 5.1.2 Sistema di Stoccaggio GNL

Il sistema di stoccaggio sarà costituito da No.7 serbatoi cilindrici metallici, fuori terra e orizzontali, del tipo *full containment*, ciascuno composto da un serbatoio esterno e uno interno entrambi in acciaio inossidabile, della capacità nominale di 1,430 m<sup>3</sup> cadauno.

La rappresentazione schematica di un serbatoio di stoccaggio è riportata nella figura seguente.



**Figura 3.8: Serbatoio di Stoccaggio GNL**

I serbatoi saranno caratterizzati da una pressione di progetto di 8 barg + *Full Vacuum* ed una pressione operativa variabile tra 0 e 6 barg.

La dispersione termica massima giornaliera corrisponde ad una evaporazione dello 0.1% in volume del contenuto del serbatoio stesso, convenzionalmente considerato pieno di metano liquido. In caso di fuoriuscita dal contenimento primario, il contenimento esterno permette di trattenere il liquido criogenico.

I serbatoi saranno realizzati in modo da limitare il flusso termico dall'esterno attraverso un isolamento termico realizzato mediante l'uso congiunto di materiale isolante e condizioni di vuoto tra i due contenimenti.

Tutte le connessioni e i bocchelli per la strumentazione, per ragioni di sicurezza, saranno ubicati sulla sommità dei serbatoi. I serbatoi saranno equipaggiati con un sistema che

permette la corretta distribuzione del liquido in ingresso per le operazioni di riempimento dall'alto e dal basso.

I serbatoi saranno completi di tutta la strumentazione necessaria a monitorarne in continuo il livello nonché il profilo di temperatura e di densità lungo l'altezza del serbatoio, al fine di evitare possibili eventi di basculamento del GNL al suo interno (*rollover*).

In generale, nonostante il serbatoio e tutte le tubazioni criogeniche siano adeguatamente isolate, gli stoccaggi di GNL subiscono comunque un certo riscaldamento dovuto essenzialmente a:

- ambiente esterno;
- calore in ingresso dalle linee di scarico nave;
- calore generato dalle pompe di trasferimento GNL;
- eventuale ingresso dovuto alla circolazione GNL di raffreddamento.

Il vapore generato a seguito di detto riscaldamento, unitamente al vapore movimentato per effetto della variazione di livello del liquido nei serbatoi, sarà convogliato tramite un collettore da 10", comune a tutti i serbatoi, al sistema di gestione del BOG, alla linea di ritorno vapore alla nave e, in caso eccesso di produzione, al sistema di emergenza.

Ogni serbatoio criogenico sarà completo di sistemi di protezione atti a prevenire:

- sovrariempimento;
- sovrappressione.

La protezione da sovrariempimento sarà effettuata attraverso il monitoraggio del livello per tutta l'altezza di ciascun serbatoio, mediante strumentazione multipla e adeguatamente ridondata, che agisce separatamente sugli elementi di controllo, quali valvole e pompe, ed è connesso al sistema di arresto di emergenza che determina la fermata del sistema di scarico nave.

I livelli di pressione all'interno dei serbatoi sono normalmente gestiti attraverso:

- il consumo di BOG necessario ad alimentare i generatori elettrici d'impianto;
- la reliquefazione attraverso le unità Stirling a ciclo inverso;
- opportune procedure di gestione delle operazioni trasferimento e di raffreddamento.

La protezione dalla sovrappressione è garantita dall'apertura della valvola che invia l'eccesso di gas prodotto al sistema di emergenza.

Nei casi in cui si verifichi un incremento della pressione dovuto a cause non legate al normale funzionamento, l'integrità dei serbatoi sarà garantita da un set di valvole di sicurezza (PSV).

Gli scarichi delle PSV saranno collettati verso il sistema di emergenza. In caso di segnale di alta pressione proveniente da ciascun serbatoio si avrà la chiusura automatica delle valvole poste sulle linee di caricamento dal basso e dall'alto.

### 5.1.3 Sistema di Distribuzione del GNL

#### 5.1.3.1 Carico GNL alle Bettoline

Il carico del GNL alle bettoline avverrà tramite il funzionamento di due pompe di rilancio dell'impianto.

Le pompe di rilancio aspireranno dal collettore comune del GNL da 16" posto in uscita dai serbatoi e, durante la marcia normale, inviano il GNL alla bettolina attraverso il braccio di carico da 10", utilizzando la stessa linea di scarico della metaniera ma in controflusso o, in casi di emergenza, tramite il braccio "ibrido".

Le pompe saranno di tipo verticale "canned", multistadio e a motore sommerso. In condizioni di marcia normale le 2 pompe saranno entrambe operative, dimensionate in configurazione 2x50% sulla massima capacità di carico delle bettoline ossia 250 m<sup>3</sup>/h.

Lo svolgimento delle operazioni di caricazione delle bettoline comporterà un tempo operativo compreso tra le 8 e le 12 ore.

#### 5.1.3.2 Carico GNL alle Autocisterne

Saranno previste No. 4 baie di carico GNL per le autocisterne, ciascuna costituita principalmente da:

- No.1 pompa di carico autocisterna;
- un sistema di regolazione della portata di carico GNL e gestione BOG autocisterna;
- un sistema di misura del BOG;
- tubazioni flessibili per l'aggancio alle autocisterne dotati di sistema di sblocco di emergenza ("Emergency Release Coupling");
- pesa fiscale da camion al fine di poter contabilizzare la quantità di GNL in uscita dal deposito.

Le pompe di carico GNL che aspirano dal collettore comune del GNL posto in uscita dai serbatoi di stoccaggio, sono di tipo verticale "canned", multistadio e a motore sommerso. Le No.4 pompe, tra loro in parallelo, sono dimensionate in configurazione 1x100% sulla massima capacità di carico delle autocisterne, ossia 240 m<sup>3</sup>/h. Pertanto la portata nominale di ciascuna è di 60 m<sup>3</sup>/h.

Lo svolgimento delle operazioni di caricazione comporterà i seguenti tempi operativi, per una durata massima complessiva di 1.2 ore (*cool down* escluso):

- identificazione, posizionamento e collegamento a terra dell'automezzo (5');
- collegamento delle manichette di trasferimento ed esecuzione delle procedure di sicurezza e verifica delle operazioni (5'-10');
- fase di carico, comprendente rampa di avvio, fase a regime e rampa di fine carico (45'-50');
- manovre di chiusura valvole, drenaggio e inertizzazione manichette e successiva disconnessione (10'-15');
- rilascio pensilina di carico.

#### 5.1.4 Sistema di Gestione del BOG

Durante le operazioni di scarico della nave metaniera, il livello di GNL nei serbatoi di stoccaggio cresce causando la riduzione del volume disponibile per i vapori. Contemporaneamente il livello di GNL nei serbatoi della metaniera diminuisce, comportando un aumento del volume disponibile per il vapore e la riduzione di pressione nei serbatoi della nave. Per prevenire la possibilità di eccessiva riduzione della pressione, una parte dei vapori disponibili nei serbatoi a terra viene fatta fluire verso la nave, per semplice differenza di pressione, attraverso la linea di ritorno vapore da 8" e il relativo braccio di ritorno del vapore. Un desurriscaldatore è inserito sulla linea di ritorno vapore per garantire che la temperatura del vapore in ingresso alla nave, principalmente all'inizio delle operazioni di scarico, non superi i livelli di accettabilità previsti (circa -130°C) evitando l'introduzione di quantità eccessive di calore all'interno dei serbatoi della nave. Il liquido in eccesso sarà estratto dalla corrente di vapore nel separatore di banchina, che accoglierà anche i drenaggi delle linee e delle apparecchiature della medesima area.

Il *Boil Off Gas* (BOG) in eccesso che si genera in impianto è gestito attraverso:

- il re-invio di una parte dei vapori generati nei serbatoi di stoccaggio ai serbatoi della metaniera;
- il sistema di alimentazione dei generatori elettrici di impianto (MCI);
- il sistema di re-liquefazione del BOG composto di unità Stirling a ciclo inverso;
- opportune procedure di accumulo del vapore attraverso fluttuazioni della pressione di impianto e di cicli di raffreddamento mediante spray.

Sono previsti No. 3 Motori a Combustione Interna (MCI) alimentati dal BOG, ciascuno dimensionato per produrre il 50% della generazione elettrica nominale di impianto. No.2 di essi opereranno contemporaneamente durante i periodi di massimo carico, il terzo è tenuto a disposizione come riserva.

Il sistema di re-liquefazione è realizzato attraverso l'adozione di No. 10 unità Stirling a ciclo inverso capaci di operare all'interno dell'intervallo di fluttuazione delle pressioni previste per il deposito costiero. Essi permetteranno il recupero di parte del BOG generato in impianto, accumulando il GNL prodotto all'interno di un serbatoio criogenico con capacità pari a 3 m<sup>3</sup> e successivamente reinviandolo nella linea di ingresso ai serbatoi di stoccaggio con l'utilizzo di pompe comandate attraverso misurazione di livello.

Durante il funzionamento nominale del deposito costiero, in assenza di operazioni di scarico/carico nave e/o autocisterne, nei casi in cui la quantità di BOG generata sia inferiore alla capacità di trattamento dei sistemi installati, potrà essere prevista l'esclusione selettiva di un numero qualsiasi di unità Stirling per adeguare le quantità di BOG rimosso alle reali necessità operative di impianto, garantendo in ogni caso l'alimentazione dei sistemi di generazione elettrica.

Con riferimento alla gestione del BOG, sono previste le seguenti configurazioni di funzionamento principali:

- scarico metaniera;
- carico bettolina;
- carico autocisterne;
- assenza di operazioni di carico e scarico.

#### 5.1.4.1 Scarico Metaniera

Tale scenario prevede il trasferimento del GNL tra la nave metaniera e i serbatoi di impianto. La pressione nei serbatoi del deposito costiero sarà mantenuta a valori leggermente maggiori rispetto a quella nei serbatoi della gasiera per permettere il trasferimento di vapore verso la metaniera per semplice differenza di pressione e limitare la generazione di BOG all'interno dei serbatoi di impianto.

La portata massima di trasferimento GNL è prevista pari a 1,000 m<sup>3</sup>/h, in questa fase sarà possibile procedere al contemporaneo svolgimento delle operazioni di carico autocisterne, mentre non saranno possibili le operazioni di carico bettolina e di ricircolo delle linee di trasferimento.

Il BOG prodotto sarà gestito rispettando il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- invio del vapore alla nave metaniera;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione;
- esecuzione di procedure di raffreddamento e/o variazione di pressione di lavoro.

#### 5.1.4.2 Carico Bettolina

Il carico delle bettoline viene eseguito utilizzando la medesima linea del BOG, utilizzata per lo scarico metaniera, e parte della linea del GNL da 12".

Il sistema è alimentato da due pompe con capacità complessiva pari a 250 m<sup>3</sup>/h, il flusso di trasferimento è regolato attraverso una valvola la cui portata di lavoro è impostata dall'operatore in sala controllo a seconda delle caratteristiche della bettolina in fase di carico e delle condizioni nelle quali avviene il trasferimento.

Anche in questa fase è possibile procedere al contemporaneo carico delle autocisterne mentre non sarà possibile procedere al ricircolo delle linee di trasferimento.

La gestione del BOG avverrà secondo il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- mantenimento della pressione definita per la bettolina in fase di carico;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione;
- esecuzione di procedure di raffreddamento e/o variazione di pressione di lavoro.

#### 5.1.4.3 Carico Autocisterne

Il carico delle autocisterne avverrà attraverso No. 4 pensiline di carico indipendenti, ciascuna alimentata dalla rispettiva linea e pompa associata. Il BOG eventualmente prodotto durante il carico sarà inviato verso i serbatoi di impianto mediante No. 4 linee dedicate.

Il sistema sarà alimentato da quattro pompe con capacità complessiva pari a 240 m<sup>3</sup>/h.

Il flusso di ciascuna pensilina di trasferimento sarà regolato attraverso una valvola per il riempimento e una per il raffreddamento, le cui portate di lavoro saranno impostate dall'operatore, sul quadro locale, a seconda delle caratteristiche delle autocisterne in fase di carico e delle condizioni nelle quali avviene il trasferimento.

Nell'eventualità di sovra riempimento delle autocisterne è previsto, per una sola delle pensiline di carico l'adozione di una linea di scarico che re-invi il prodotto in eccesso verso l'aspirazione alla pompa dedicata per poi trasferirlo all'interno dei serbatoi di impianto mediante la linea di ricircolo della stessa pompa.

In questa fase è possibile procedere al contemporaneo scarico di una metaniera, al carico di una bettolina o procedere al ricircolo delle linee di trasferimento.

La gestione del BOG avverrà secondo il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- mantenimento della pressione definita per le autocisterne in fase di carico;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione;
- esecuzione di procedure di raffreddamento e/o variazione delle pressioni di lavoro.

#### 5.1.4.4 Assenza delle Operazioni di Carico e Scarico

Durante i periodi di riposo notturno o comunque in assenza di operazioni di scarico metaniera, carico autocisterne o carico bettoline, il deposito costiero opererà in configurazione di mantenimento delle condizioni criogeniche attraverso il funzionamento delle pompe di ricircolo che provvedono alla circolazione di GNL verso:

- linee di trasferimento GNL alla banchina;
- linee e pompe di carico GNL alle pensiline;
- pompe di caricamento bettoline.

La gestione del BOG avverrà secondo il seguente ordine di priorità:

- alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- alimentazione delle unità di re-liquefazione e/o gestione dei livelli di pressione.

#### 5.1.5 **Sistema di Alimentazione e Distribuzione Elettrica**

Il sistema di distribuzione prevede un punto di consegna a 15 kV nella cabina Enel ubicata nella zona di confine tra l'area di impianto e la strada.

Dalla cabina di consegna si passa alla cabina di interfaccia con quadro MT e un trasformatore da 1,250 kVA.

L'impianto è, inoltre, come già riportato, dotato di tre generatori trifase a 400 V da 450 kW con MCI che utilizza il BOG generato dall'evaporazione del GNL che si registra durante le fasi di stoccaggio e trasferimento.

Nelle normali condizioni di esercizio si prevede che gli autoconsumi elettrici dell'impianto siano alimentati da due dei generatori con MCI, mentre il terzo resta a disposizione come backup. La connessione al distributore è mantenuta attiva con il funzionamento in parallelo ai generatori in modo tale da trapiandare lo "scambio nullo" che rappresenta la scelta progettuale di default.

L'impianto è caratterizzato dalle seguenti possibili modalità di funzionamento.

- assetto normale: l'impianto è connesso alla rete Enel ed opera a scambio prossimo allo zero, essendo i carichi dell'impianto alimentati dai MCI in servizio;

- assetto in isola: in caso di indisponibilità della rete Enel, l'impianto può passare al funzionamento in isola, aprendo l'interruttore di interfaccia a 15 kV. In questo assetto i MCI regolano la produzione di potenza attiva e reattiva per soddisfare in ogni istante le esigenze dei carichi dell'impianto;
- assetto di emergenza: in caso di indisponibilità della rete Enel e di MCI fuori servizio, viene attivato il generatore diesel di emergenza (EDG) che alimenta i soli carichi di sicurezza. Questi includono:
  - sistema antincendio,
  - alimentazione *Uninterruptible Power Supply* (UPS),
  - quadri servizi generali edifici.

Al ritorno della disponibilità della rete o alla messa in servizio di almeno un MCI il sistema ritorna in assetto a) o b) senza la necessità di interrompere l'alimentazione alle utenze di emergenza.

- alimentazione da Enel: i MCI non sono disponibili e l'impianto è alimentato dalla sola rete Enel. Il carico varia in funzione delle prestazioni richieste (scarico nave, carico autobotti, ecc.).

#### 5.1.6 Sistemi Ausiliari

I sistemi ausiliari dell'impianto sono:

- il sistema ad aria compressa;
- il sistema di inertizzazione e flussaggi con azoto;
- il sistema acqua servizi;
- l'impianto di distribuzione acqua sanitaria;
- il sistema di stoccaggio e distribuzione gasolio;
- il sistema di ventilazione e condizionamento aria.

##### 5.1.6.1 Sistema ad Aria Compressa

L'aria strumenti e servizi sarà prodotta da No. 2 compressori di cui uno in funzione e l'altro in stand-by, in grado di operare anche simultaneamente in caso di incremento di richiesta. I compressori sono azionati da motori elettrici, uno in servizio discontinuo l'altro di riserva, caratterizzati da una potenza nominale di 110 kW. Ciascun compressore sarà progettato per la produzione di 850 Nm<sup>3</sup>/h a 9 barg e sarà dotato di filtro in aspirazione e di una batteria di scambio per il raffreddamento dell'aria. L'aria prodotta sarà inviata ad un serbatoio di accumulo e successivamente destinata in parte agli utilizzi di impianto come aria servizi e in parte agli essiccatori e al relativo serbatoio di accumulo, come aria strumenti per il comando degli organi pneumatici e per l'alimentazione del unità di produzione azoto.

I compressori si avvieranno automaticamente alla minima pressione di set della rete di distribuzione e si fermeranno automaticamente al raggiungimento della massima pressione prevista per l'alimentazione del circuito. Durante il normale funzionamento del sistema, entrambi i compressori saranno avviati alternativamente.

L'essiccamento dell'aria sarà realizzato da due unità in parallelo e in grado di produrre aria con punto di rugiada di -40 °C alla pressione atmosferica. La capacità di ciascun essiccatore sarà pari a 700 Nm<sup>3</sup>/h.

Gli essiccatori saranno progettati per la rigenerazione automatica. Durante la rigenerazione di un'unità, l'altra sarà in funzione. La rigenerazione avverrà alla pressione atmosferica mediante il flussaggio con aria secca.

Sono previsti No. 2 serbatoi di accumulo rispettivamente per l'aria servizi e per l'aria strumenti. I serbatoi saranno del tipo verticale e realizzati in acciaio al carbonio.

Entrambi i serbatoi aria strumenti e aria servizi saranno dimensionati per garantire un'autonomia di 10 minuti alle condizioni di funzionamento nominale tra la pressione di 9 e 7 barg.

Il circuito di distribuzione fornirà aria alle principali utenze di seguito indicate:

- package di produzione azoto;
- edificio officina e manutenzione;
- sistema antincendio;
- diesel di emergenza;
- serbatoi di stoccaggio GNL;
- sistema torcia;
- banchina;
- unità di controllo idraulica dei bracci di carico;
- carico bettoline e ricircolo per raffreddamento;
- baie di carico GNL alle autocisterne;
- sistema di gestione del BOG.

#### 5.1.6.2 Sistema di Inertizzazione e Flussaggi con Azoto

L'azoto gassoso sarà utilizzato per l'inertizzazione, il flussaggio delle tubazioni, dei bracci di carico, del *knock out drum* di banchina e della torcia, la verifica delle tenute e per la rilevazione della presenza di idrocarburi.

Il deposito costiero sarà dotato di un sistema di produzione di azoto gassoso, al 99% di purezza, mediante due unità in parallelo di filtri a membrana, che operano utilizzando il principio di permeabilità selettiva del setto di membrana.

Il sistema verrà alimentato dall'aria strumenti, proveniente dall'unità di produzione di impianto, filtrata e riscaldata prima di transitare attraverso le membrane.

Le membrane separeranno l'ossigeno, che sarà estratto, mentre il flusso di azoto sarà analizzato per monitorare il grado di purezza.

Il sistema sarà composto da:

- filtri a coalescenza;
- assorbitori di idrocarburi;
- pre- riscaldatori aria;
- sistema a membrane;
- analizzatori di ossigeno;
- analizzatori di umidità;



- serbatoio di accumulo comune da 10 m<sup>3</sup>.

Durante il suo funzionamento l'impianto di produzione azoto necessiterà di un consumo d'aria pari a circa 550 Nm<sup>3</sup>/h.

L'azoto gassoso sarà distribuito alle seguenti utenze:

- bracci di carico;
- manichette;
- collettore di torcia e *ko drum*;
- *ko drum* di banchina;
- prevenzione del vuoto nei serbatoi GNL;
- pompe GNL;
- tenute;
- manichette di servizio.

In fase di progettazione esecutiva potrà essere considerato l'utilizzo di tecnologie differenti per la produzione di azoto, quali lo stoccaggio in forma liquida e la successiva vaporizzazione; conseguentemente la produzione di aria compressa potrà essere ridimensionata.

#### 5.1.6.3 Sistema Acqua Servizi

Un sistema di accumulo e distribuzione ad anello chiuso di acqua industriale sarà installato all'interno dell'impianto per alimentare:

- le stazioni di lavaggio e flussaggio di manutenzione;
- irrigazione delle aree verdi.

L'alimentazione avverrà dalla rete di distribuzione consortile che alimenterà direttamente un serbatoio di accumulo in acciaio al carbonio rivestito internamente. L'ingresso nel serbatoio sarà controllato automaticamente in modo che possa essere mantenuto sempre al massimo livello operativo.

La capacità del serbatoio sarà pari a 40 m<sup>3</sup>. La distribuzione sarà garantita da due pompe di circolazione per la distribuzione alle utenze con pressione di progetto pari a 5 barg e una portata nominale di 3 m<sup>3</sup>/h.

#### 5.1.6.4 Impianto di Distribuzione Acqua Sanitaria

Il sistema di alimentazione e distribuzione acqua potabile prevede l'installazione di un serbatoio da 15 m<sup>3</sup> direttamente alimentato dalla rete di distribuzione dell'acqua potabile consortile e dimensionato per garantire un'autonomia di 7 giorni. La distribuzione alimenterà due pompe di circolazione per la distribuzione alle utenze con pressione di progetto pari a 5 barg e una portata nominale di 4 m<sup>3</sup>/h. Una pompa di circolazione sarà sempre in funzione per permettere il minimo ricircolo dell'anello di distribuzione. In caso di richiesta dalla rete entrambe le pompe potranno operare in parallelo.

#### 5.1.6.5 Sistema di Stoccaggio e Distribuzione Gasolio

Il sistema di alimentazione del combustibile diesel sarà progettato per alimentare le apparecchiature di emergenza mosse da motori diesel come il generatore diesel di emergenza (EDG) e la motopompa per il rilancio dell'acqua antincendio.

Il sistema prevedrà l'installazione di:

- un serbatoio in acciaio al carbonio di capacità 3 m<sup>3</sup> in grado di garantire un'autonomia del generatore di emergenza di almeno 48 ore. Il generatore di emergenza dovrà erogare una potenza di 600 kW alla tensione di 400 V e permettere il funzionamento sicuro dell'impianto alimentando l'elettropompa antincendio e le unità di monitoraggio e controllo del deposito costiero;
- un serbatoio in acciaio al carbonio di capacità 3 m<sup>3</sup> in grado di garantire un'autonomia della pompa diesel antincendio di almeno 48 ore.

Il combustibile diesel sarà trasferito nei serbatoi attraverso autocisterne. I serbatoi saranno completi di indicatori e allarmi di alto e basso livello e alloggiati all'interno di idonei bacini di contenimento.

#### 5.1.6.6 Sistema di Ventilazione e Condizionamento Aria

Il sistema di termoventilazione provvederà a ventilare la sala macchine e la sala quadri elettrici assicurando i ricambi necessari al mantenimento di temperature ambiente compatibili con la permanenza del personale di esercizio.

Il sistema di condizionamento tramite *fan coil*, dimensionato per mantenere determinate condizioni di temperatura (25 °C in condizioni estive, 20 °C in condizioni invernali), servirà la sala controllo, gli uffici ed i servizi.

#### 5.1.7 **Sistema di Controllo Distribuito**

Compito del Sistema di Controllo Distribuito (*Distributed Control System – DCS*) è permettere il controllo completo del processo, la registrazione di dati, la gestione degli allarmi, interfaccia con il sistema di arresto di emergenza (descritto nel successivo Paragrafo 9.1), con i sistemi *packages* aventi un proprio *Programmable Logic Controller (PLC)* di controllo, gestire ed elaborare dati attraverso l'attuazione delle logiche funzionali quali calcoli, algoritmi e sequenze operative, che permettano di esercire l'impianto da sala controllo.

Il sistema DCS sarà costituito da:

- strumenti dedicati alle funzioni di comando controllo e supervisione dell'impianto (stazioni e/o terminali operatore, stampanti, ecc.);
- strumenti dedicati all'acquisizione, elaborazione e smistamento dei dati (interfacce seriali dedicate, apparecchiature di sincronizzazione, interfacce di rete, ecc.);
- armadi periferici equipaggiati con i controllori programmabili, dotati di apparati I/O (Input/Output) per il collegamento con il campo, adibiti alla gestione delle logiche di processo.

Una postazione dell'operatore sarà collocata sia nella sala controllo principale che nei pressi della banchina, al fine di controllare direttamente operazioni come quelle effettuate ai bracci di carico. In particolare, nella sala tecnica in banchina sarà ridonato un pannello ESD remoto, indipendente e collegato con il pannello ESD principale in sala controllo, dove

faranno capo tutti i sistemi di sicurezza dei bracci di carico, della nave, del molo e del sistema di monitoraggio ambientale. I quadri relativi a questi sistemi saranno allocati anch'essi nella sala tecnica banchina.

#### 5.1.8 Sistema di Emergenza

Il deposito costiero, durante il funzionamento normale, permetterà la gestione del BOG prodotto, secondo la filosofia del “no flaring”, attraverso:

- la generazione elettrica di impianto;
- la re-liquefazione mediante unità *stirling* a ciclo inverso;
- l'accumulo nei serbatoi di stoccaggio;
- l'adozione di procedure di raffreddamento.

Il sistema di emergenza è previsto per raccogliere e convogliare in sicurezza i flussi provenienti dalle linee di spurgo, dalle valvole limitatrici di pressione e dalle valvole di protezione termica.

Il rilascio di gas attraverso la torcia è atteso esclusivamente durante condizioni di funzionamento anomale e di emergenza, o per la preparazione a interventi di manutenzione.

Tutte le linee di vent, di drenaggio, le valvole di sicurezza e di protezione termica sono direttamente o indirettamente connesse al sistema principale di invio in atmosfera.

Il sistema sarà composto da:

- una torcia e un *knock out drum* o *ko drum* per la raccolta dell'eventuale frazione liquida presente;
- un collettore che raccoglie i flussi provenienti dalle apparecchiature del deposito costiero;
- un sistema di drenaggio per la raccolta dei drenaggi provenienti dall'impianto e dalle valvole di protezione termica.

Il sistema è progettato per raccogliere i flussi che per caratteristiche di frequenza, quantità e natura possono essere distinti tra controllati e di emergenza.

Sono identificati quali flussi controllati tutti quegli episodi di emissione in torcia collegati ad operazioni di manutenzione sulle apparecchiature e sulle linee del deposito costiero.

Gli scarichi generati da condizioni operative anomale vengono definiti come di emergenza e includono generalmente i seguenti casi:

- scarichi provenienti dalle valvole limitatrici di pressione (PSV) e di protezione termica (TSV);
- eccesso di BOG in caso di alta pressione nei serbatoi del GNL;
- depressurizzazione di emergenza dei sistemi in pressione, per la messa in sicurezza del deposito costiero.

Il sistema è concepito seguendo i criteri di seguito elencati:

- le valvole di sicurezza e gli spurghi delle linee contenenti gas scaricano nel collettore di torcia;
- le valvole di sicurezza delle linee e delle apparecchiature contenenti liquido scaricano nel collettore di torcia;

- tutti i drenaggi e le TSV scaricano nel collettore di raccolta drenaggi;
- i drenaggi, le valvole di sicurezza e le TSV dell'area di banchina scaricano all'interno del separatore di banchina.

La torcia sarà dimensionata sul maggiore dei rilasci correlati ad uno dei possibili eventi tra:

- rilascio normale più lo scarico delle valvole di sicurezza di uno dei serbatoi GNL;
- rilascio normale più lo scarico delle valvole di sicurezza in caso di incendio esterno di uno dei serbatoi;
- rilascio per depressurizzazione di emergenza di tre serbatoi.

Il collettore di scarico in torcia sarà collegato, attraverso una valvola di regolazione, al collettore del BOG, alla linea di ritorno del vapore e ai serbatoi GNL. Tale valvola sarà normalmente chiusa in fase di normale operatività dell'impianto, e aprirà in caso di incremento eccessivo della pressione del vapore nel collettore, permettendo quindi il rilascio del gas in torcia.

Il collettore convoglia i flussi delle linee e delle valvole di sicurezza e le invia al separatore (*knock out drum*) dove la fase gassosa viene separata da quella liquida eventualmente presente prima dell'invio in torcia.

Il liquido presente all'interno del separatore viene vaporizzato mediante un riscaldatore elettrico alloggiato nel fondo del separatore e inviato in torcia per la combustione.

Normalmente la fiamma pilota sarà mantenuta spenta in modo da ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>. Un flusso continuo di azoto garantirà l'inertizzazione dei collettori e del camino, e un livello di pressione positivo eviterà il trafilamento di aria al loro interno. Nei casi in cui si manifesti uno scarico improvviso, il sistema elettronico provvederà all'accensione non appena sia rilevata la presenza di gas infiammabili. Il gas di alimentazione della fiamma pilota è fornito da uno *skid* di bombole contenenti propano.

In caso di mancato funzionamento del sistema di accensione, dalla torcia potranno comunque essere ventati i flussi in atmosfera.

I principali casi straordinari di emissione attraverso la torcia sono limitati al *black-out* elettrico prolungato nel tempo. In tali casi, non avendo flusso di GNL ai sistemi di re-liquefazione, è possibile solo un accumulo del BOG sino al raggiungimento della massima pressione operativa consentita, prima che divenga necessario rimuoverlo dall'impianto tramite la torcia.

### 5.1.9 Sistema di Contabilizzazione

Ciascuna operazione di carico e scarico sarà monitorata e contabilizzata ai fini fiscali.

In particolare sarà previsto il campionamento e l'analisi di:

- GNL contenuto all'interno dei serbatoi di impianto;
- BOG contenuto all'interno della linea di trasferimento verso metaniera/da bettolina;
- BOG contenuto all'interno di ciascuna linea di ritorno dalle pensiline di carico.

La misura delle quantità scambiate sarà monitorata attraverso:

- segnali di livello provenienti dai serbatoi delle metaniere e delle bettoline;

- segnali di peso provenienti dai sistemi di pesa presenti in ciascuna pensilina di carico autocisterne;
- segnali di misura del volume di BOG transitato nella linea di ritorno vapore lato nave e nelle linee di ritorno vapore lato terra.

### 5.1.10 Opere Civili

Le opere civili a terra comprendono la sistemazione dell'area di intervento, la posa dei sistemi fondazionali delle strutture prefabbricate, la realizzazione delle nuove strutture ed edifici a servizio dell'impianto. Tra le opere previste rientrano inoltre gli escavi e la pavimentazione delle aree nonché la realizzazione di una rete di drenaggio.

Le singole opere sono descritte nei paragrafi successivi.

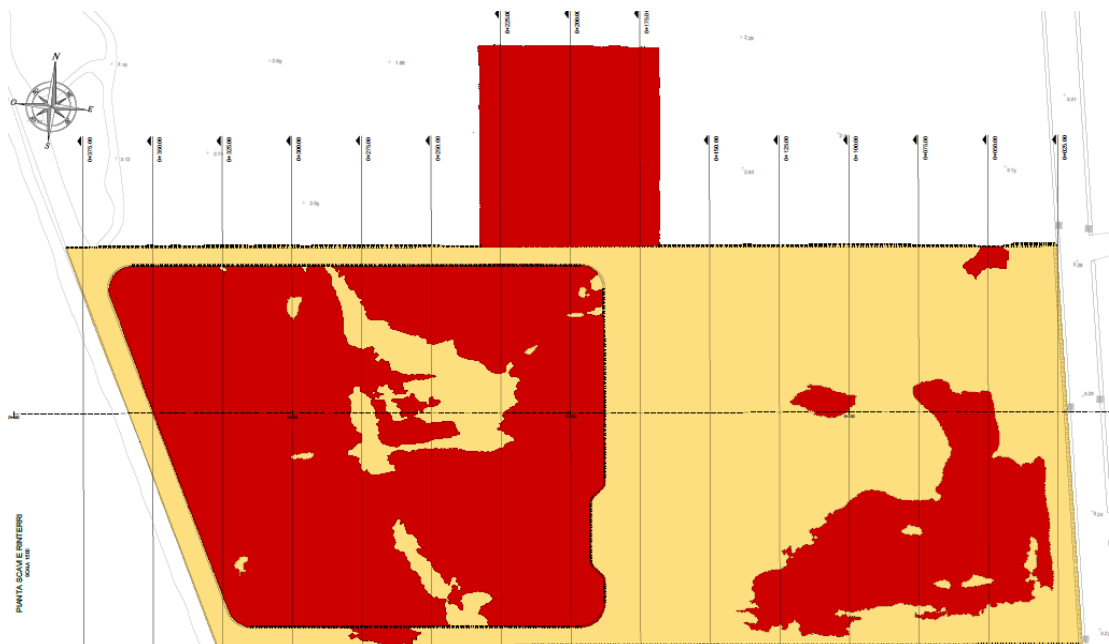
#### 5.1.10.1 Sistemazione Aree Esterne e Viabilità

Le aree pavimentate dell'impianto saranno costituite da spazi riservati alla manovra e alla sosta dei veicoli e da aree destinate alla viabilità interna. Saranno, inoltre, presenti zone sistemate con inerbimento.

Le aree pavimentate e la viabilità interna presenteranno una quota media di progetto pari a +3.10 m s.l.m.m, mentre le aree limitrofe agli impianti presenteranno una quota media di 3.20 m s.l.m.m. La porzione di viabilità interna limitrofa all'area di banchina presenterà una quota media di + 2.80 m.

Preliminarmente alla messa in opera delle sistemazioni superficiali dell'area si procederà all'esecuzione di operazioni di scavo e livellamento volte a realizzare un piano di fondazione.

Le aree di scavo (in giallo) e riporto (in rosso) per la sistemazione dell'area di intervento sono riportate nella seguente figura.



**Figura 3.9: Planimetria delle Aree di Scavo e Riporto per Sistemazione Area**

Le operazioni di scavo per la preparazione dell'area saranno completate con l'esecuzione di scavi dedicati alla predisposizione dei piani di posa delle fondazioni dei singoli edifici e strutture.

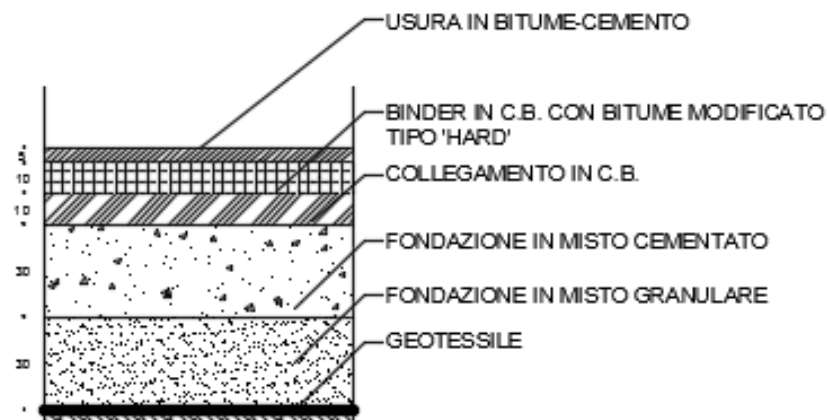
Nell'ottica di un'ottimizzazione nella gestione dei materiali di scavo e di una minimizzazione dei materiali provenienti da cava, si prediligerà il riutilizzo per le operazioni di rinterro del materiale proveniente dalle operazioni di scavo, a valle di una caratterizzazione fisico-chimica dello stesso. Il materiale in eccesso sarà conferito in discarica.

Le aree di scavo (in giallo) e riporto (in rosso) per le fondazioni degli edifici sono riportate nella seguente figura.



**Figura 3.10: Planimetria delle Aree di Scavo e Riporto per le Fondazioni degli Edifici**

La pavimentazione delle aree destinate a passaggio e/o sosta automezzi sarà caratterizzata dalla stratigrafia tipo riportata nella seguente figura.



**Figura 3.11: Pavimentazione delle Aree di Passaggio/Sosta Automezzi**

#### 5.1.10.2 Rete di Drenaggio

Nell'area dell'impianto è prevista una rete di gestione delle acque meteoriche in linea con le disposizioni dettate dal Regolamento del CIPOR. La rete di drenaggio raccoglie le acque meteoriche che interessano i piazzali pavimentati esterni e la viabilità presenti nell'area. Il sistema di drenaggio sarà costituito da:

- tubazioni in PEAD SN8;
- pozzetti in c.a. con griglia in ghisa sferoidale classe D400.

Le acque di prima pioggia saranno convogliate a due unità di trattamento con sistema in continuo in grado di trattare una portata di 150 l/s ciascuna, costituite da una doppia vasca in cui avvengono i trattamenti di sedimentazione e decantazione, attrezzato con filtro a coalescenza e pacchi lamellari. L'impianto di trattamento delle acque di prima pioggia sarà, quindi, in grado di trattare complessivamente una portata di 300 l/s.

Visto i ridotti dislivelli in gioco sia le acque di prima pioggia (a valle del trattamento) che le acque di seconda pioggia, a valle della grigliatura, saranno convogliate in separate vasche di rilancio.

Le acque di prima e seconda pioggia saranno quindi inviate tramite pompaggio ai rispettivi pozzetti di ispezione a bordo lotto, realizzati secondo quanto previsto dalle disposizioni del Regolamento CIPOR, prima dell'immissione nelle reti di raccolta consortili (rete delle acque bianche per le acque di seconda pioggia e rete delle acque nere per le acque di prima pioggia trattate).

La portata totale di picco delle acque meteoriche sarà pari a circa 1,620 l/s.

#### 5.1.10.3 Sleepers di Supporto Tubazioni

Le tubazioni di trasporto GNL sono supportate lungo il loro sviluppo da *sleepers* a loro volta fissati a plinti isolati in c.a. posti ad una distanza massima di 4 m. Essi sono caratterizzati da uno spessore pari a 50 cm per consentire il fissaggio dei supporti e larghezze variabili da 2 a 5 metri in base alle tubazioni da supportare.

#### 5.1.10.4 Piattaforme di Supporto Locali Prefabbricati

Per le componenti di impianto da realizzarsi con sovrastruttura prefabbricata si prevede una platea di fondazione di spessore pari a 50 cm.

Le componenti di impianto interessate dalla soluzione in prefabbricato saranno:

- cabina elettrica;
- locale quadri;
- locale controllo;
- locale controllo area banchina.

Precedentemente alla realizzazione delle opere di fondazioni, sarà necessario predisporre il piano di posa mediante l'esecuzione di scavi.

#### 5.1.10.5 Piattaforme di Supporto Componenti Impiantistiche

Per le componenti impiantistiche fuori terra si prevede la posa di un basamento in c.a. di spessore pari a 50 cm.

In particolare, tale soluzione è prevista per le seguenti componenti:

- pompe di carico fornimento autocisterne;
- *stirling* a ciclo inverso condensazione BOG;
- *chillers* circuito di raffreddamento *stirling*;
- serbatoi accumulo GNL;
- motori a combustione interna alimentati a BOG;
- generatore di emergenza;
- serbatoio generatore di emergenza;
- compressori aria strumenti e servizi;
- *package* azoto;
- *ko drum* vapore di ritorno;
- *ko drum* di torcia;
- pompe antincendio.

#### 5.1.10.6 Fondazione dei Serbatoi di Stoccaggio GNL

Il sistema fondazionale di ogni singolo serbatoio di stoccaggio GNL è costituito da due plinti di fondazione su pali. Ogni plinto ha dimensioni 7x7 m e spessore pari a 1.5 m ed è interessato da No.4 pali trivellati in conglomerato cementizio armato di diametro pari a 1 m e aventi lunghezza pari a 25 m.

#### 5.1.10.7 Edificio Amministrazione, Uffici e Portineria

La struttura dell'edificio adibito ad uffici è costituita da travi e pilastri gettati in opera. Le dimensioni dell'edificio in pianta sono pari a 30 x 11 m e l'altezza è di circa 4.35 m. L'edificio, ad un piano, ha copertura piana realizzata da un solaio gettato in opera bidirezionale il cui sistema di pendenze è garantito da un massetto riportato. E' inoltre previsto un cordolo perimetrale. I pilastri hanno sezione di 40 x 40 cm, le travi hanno sezione di 40 x 50 cm e la soletta di copertura ha spessore pari a 20 cm. Il tamponamento esterno e le tramezze interne saranno in laterizio.

#### 5.1.10.8 Edificio Officina e Magazzino

L'edificio officina e magazzino ha struttura principale in carpenteria metallica ed è costituito da due corpi solidarizzati aventi struttura differente. Il corpo principale è caratterizzato da dimensioni in pianta di circa 16.5 x 14.4 m e presenta un'altezza complessiva di circa 10 m. Il corpo di dimensioni minori ha dimensioni in pianta di circa 9.6 x 14.4 m e si sviluppa su un'altezza di circa 5.2 m.

#### 5.1.10.9 Pensilina di Copertura delle Baie di Carico

La pensilina prevista a copertura delle baie di carico ha struttura principale in carpenteria metallica e dimensioni in pianta approssimativamente pari a 29 x 32 m, altezza minima 7.5 m e altezza massima 8.5 m.



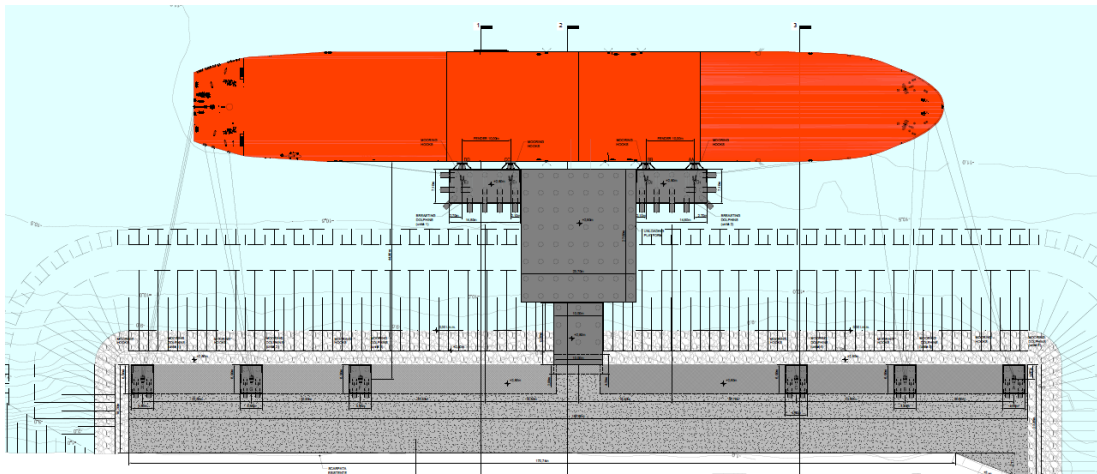
## 5.2 OPERE A MARE

### 5.2.1 Banchina di Accosto

Il deposito costiero di GNL in progetto comprenderà un'area necessaria all'accosto delle navi metaniere per l'approvvigionamento del GNL e la successiva distribuzione via mare.

L'area di accosto consiste in un'opera di banchinamento per l'ormeggio delle navi a servizio del deposito costiero, per una lunghezza di circa 185 m. L'accosto garantisce un pescaggio pari a 11 m rispetto al livello medio mare.

La planimetria generale dell'opera a mare di prevista realizzazione è riportata nella figura seguente.



**Figura 3.12: Planimetria Generale dell'Opera a Mare**

Il progetto prevede la realizzazione di una struttura di ormeggio a giorno, caratterizzata dall'utilizzo di strutture su briccole al fine di gestire l'ormeggio delle navi a servizio del deposito costiero.

Il corpo d'opera si suddivide in quattro parti principali:

- le briccole di accosto su pali (*breasting dolphin*);
- la piattaforma di carico/scarico con relativo pontile di collegamento con la terraferma (*unloading platform*);
- le strutture di ormeggio ubicate sulla terraferma (*mooring dolphin*);
- la scogliera di protezione della linea di costa.

La planimetria e le sezioni dell'opera a mare sono riportate nella Figura 5.3 in allegato. Nei successivi paragrafi si riporta la descrizione delle singole parti.

#### 5.2.1.1 Briccole di Accosto

Le briccole di accosto sono caratterizzate da uno sviluppo longitudinale pari a 14.8 m ed uno sviluppo trasversale pari a 7.1 m. Tali strutture, complessivamente pari a due unità, sono costituite da pali in acciaio infissi nel fondale in modo da garantire la sufficiente resistenza ai carichi orizzontali generati sia dall'impatto della nave che dalla nave ormeggiata. I pali sono collegati in sommità da una piattaforma in conglomerato cementizio armato. Sul fronte di

accosto (*fender*) sono installati gli elementi di contatto con la fiancata della nave. I *fender* hanno il compito di dissipare l'energia generata dall'urto della nave in fase di accosto. Sulla sommità della briccola (estradosso della piattaforma di collegamento) sono disposti i ganci di ritenuta dei cavi di ormeggio (*springs*). I pali di supporto, pari a 15 unità per ogni briccola, presentano un diametro pari a 1,016 mm, spessore 16 mm ed una lunghezza complessiva pari a 42 m, di cui 12.8 m fuori fondale così suddivisi:

- 11 metri legati al fondale di progetto;
- 1.8 m fuori acqua, costituiti da 1.5 m di immersione nella sovrastruttura e 0.3 m fuori acqua.

Al fine di garantire un'adeguata resistenza agli sforzi esercitati alcuni pali sono inclinati rispetto alla verticale di circa 10° e di 20°. La sovrastruttura di collegamento presenta uno spessore complessivo pari a 1.5 m, con una quota di intradosso pari a 0.3 m s.l.m.m. ed una quota di estradosso pari a +2.80 m s.l.m.m..

#### 5.2.1.2 Piattaforma di Carico/Scarico

La piattaforma di carico e scarico ha uno sviluppo planimetrico pari a 23.7 m di lunghezza e 27.5 m di larghezza e consiste in una struttura su pali in acciaio che assolve al compito di ospitare sull'estradosso le dotazioni e le attrezzature impiantistiche necessarie alla movimentazione del GNL. Sulla struttura non gravano sollecitazioni indotte dall'ormeggio della nave. I pali di supporto, infissi nel fondale, di numero complessivo pari a 64, presentano un diametro pari a 1,016 mm, spessore 16 mm ed una lunghezza complessiva pari a 37 m, di cui 12.8 m fuori fondale. Nell'area della piattaforma i pali sono disposti ad un interasse trasversale di 3.55 m e un interasse longitudinale di 3.1 m. Il pontile di collegamento tra la piattaforma e la terraferma (di larghezza pari a 10 m e di lunghezza pari a 12.5 m) è supportato complessivamente da 9 pali, aventi caratteristiche analoghe a quelle dei pali della piattaforma. La quota di estradosso della struttura (piattaforma + pontile) è pari a +2.80 m s.l.m.m., mentre quella di intradosso a +0.80 m s.l.m.m.

#### 5.2.1.3 Briccole di Ormeggio

Le briccole di ormeggio, pari complessivamente a 6 unità, sono ubicate su terraferma, attraverso l'infissione di profili tubolari (6 per ogni briccola) caratterizzati da un diametro pari a 864 mm, uno spessore di 16 mm ed una lunghezza di 25 m. I pali di fondazione sono parzialmente infissi nel terreno in sito ed in parte nel riempimento con materiale di cava (*tout venant*). Tale riempimento è propedeutico alla definizione delle aree a terra dell'opera a mare. Esso assolve alla duplice funzione di regolarizzare l'andamento della linea di costa e ricavare le aree operative su cui sviluppare le operazioni di ormeggio. Si prevede la necessità di un volume di *tout venant* complessivo pari a 40,579 m<sup>3</sup>.

Al fine di evitare potenziali criticità in fase costruttiva, si provvederà in prima fase ad infiggere per vibroinfissione i pali nel terreno in sito e successivamente si provvederà alla messa in opera del materiale di cava. In sommità i pali di fondazione della briccola di ormeggio saranno collegati da una sovrastruttura in conglomerato cementizio di spessore complessivo pari a 2.5 m. Sull'estradosso della struttura di collegamento saranno ubicati i ganci a scocco rapido (*quick release hook*).

Il riempimento con materiale da cava, realizzato a supporto dell'installazione delle briccole di ormeggio e per regolarizzare l'area dell'opera a mare, dovrà essere protetto da un'opera a

gettata, funzionale a prevenire fenomeni erosivi o instabilità locali associati al moto ondoso locale ed all'azione delle eliche delle navi.

#### 5.2.1.4 Scogliera

La scogliera sarà costituita da:

- messa in opera sull'estradosso del riempimento con materiale di cava di un geotessile tessuto non tessuto, volto a prevenire potenziale dilavamento del materiale stesso;
- un primo strato di materiale di cava (strato filtro), di spessore pari a 1 m, costituito da massi di peso complessivo compreso tra i 100 e 500 kg (massi di II categoria);
- un secondo strato di materiale di cava (mantellata), di spessore complessivo pari a 1.50 m, costituito da massi di peso complessivo tra i 1,000 e 3,000 kg (massi di IV categoria).

La scogliera presenterà un'inclinazione media di 34° rispetto all'orizzontale.

Al piede della mantellata è ubicata una berma di protezione al piede, costituita da massi di IV categoria. La berma presenta uno spessore minimo pari a 1.5 m, una larghezza di 5.25 m ed una quota di estradosso pari a -8.3 m rispetto al l.m.m..

Il volume complessivo di massi è pari a 15,841 m<sup>3</sup>.

### 5.3 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROGETTO

#### 5.3.1 Caratteristiche del GNL Importato

Le caratteristiche del GNL importato saranno incluse nel range “leggero-pesante” come riportato nella seguente tabella.

**Tabella 3.8: Composizione e Proprietà del GNL Importato**

Componente/Proprietà	UM	Leggero	Pesante
Metano	% vol	90.90	82.58
Etano	% vol	6.43	12.62
Propano	% vol	1.66	3.56
i-Butano	% vol	0.74	0.65
Azoto	% vol	0.27	0.59
Ossigeno	% vol	0	0
Acqua	% vol	0	0
Peso Molecolare	kg/kmol	17.75	19.16
PCI	MJ/kg	49.29	48.72
Densità Liquido <sup>(1)</sup>	kg/m <sup>3</sup>	456.9	483.26
Temperatura	°C	-161.6	-162.1

Nota: Alle condizioni di pressione atmosferica standard 1.01 barA

#### 5.3.2 Caratteristiche dei Mezzi per Approvvigionamento e Distribuzione GNL

##### 5.3.2.1 Navi Gasiere

L'approvvigionamento di GNL al deposito costiero verrà garantito tramite navi gasiere di piccola taglia (mini LNG Carriers) aventi caratteristiche analoghe a quelle attualmente esistenti di capacità comprese tra i 7,500 e i 15,600 m<sup>3</sup>.

Di seguito sono riportati i dati principali delle due navi considerate rappresentative ai fini dello sviluppo del progetto, la selezione definitiva delle navi impiegate sarà effettuata nella fase esecutiva del progetto:

- Coral Methane;
- Coral Energy.



**Figura 3.13: Mini LNG Coral Methane**

**Tabella 3.9: Coral Methane – Dati Principali**

Parametro	Valore	UM
Capacità Nominale	7,400	m <sup>3</sup>
LOA ( <i>Lenght Overall</i> )	117.8	m
L <sub>PP</sub> ( <i>Lenght between Perpendiculars</i> )	110.2	m
B ( <i>Beam</i> )	18.6	m
D ( <i>Depth</i> )	10.6	m
DWT ( <i>Deadweight</i> )	6,018	t



**Figura 3.14: Mini LNG Coral Energy**

**Tabella 3.10: Coral Energy – Dati Principali**

Parametro	Valore	UM
Capacità Nominale	15,600	m <sup>3</sup>
L <sub>OA</sub> ( <i>Lenght Overall</i> )	154.95	m
L <sub>PP</sub> ( <i>Lenght between Perpendiculars</i> )	146.21	m
B ( <i>Beam</i> )	22.7	m
D ( <i>Depth</i> )	14.95	m
DWT ( <i>Deadweight</i> )	12,344	t

#### 5.3.2.2 Bettoline

Il GNL sarà distribuito via mare per mezzo di imbarcazioni dedicate (bettoline) aventi capacità di trasporto GNL compresa tra 1,000 e 2,000 m<sup>3</sup>.

Nelle seguenti figure e tabelle si riportano le immagini e i dati principali di una bettolina che può essere considerata rappresentativa per il progetto in esame.



**Figura 3.15: Mini LNG Pioneer Knutsen**

**Tabella 3.11: Pioneer Knutsen – Dati Principali**

Parametro	Valore	UM
Capacità Nominale	1,000	m <sup>3</sup>
L <sub>OA</sub> ( <i>Lenght Overall</i> )	68.87	m
L <sub>PP</sub> ( <i>Lenght between Perpendiculars</i> )	63.4	m
B ( <i>Beam</i> )	11.8	m
D ( <i>Depth</i> )	5.5	m
DWT ( <i>Deadweight</i> )	817	t

#### 5.3.2.3 Rimorchiatori

A supporto delle operazioni di manovra e ormeggio/disormeggio delle navi metaniere e delle bettoline, si prevede l'impiego di un rimorchiatore in dotazione al Porto di Oristano.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche di un rimorchiatore tipo di previsto impiego.

**Tabella 3.12: Rimorchiatore – Dati Principali**

Parametro	Valore	UM
Stazza Lorda	311	t
Portata Lorda	100	t
Lunghezza	33.2	m
Larghezza	9.1	m

#### 5.3.2.4 Autocisterne

La tipologia di autocisterna di previsto impiego è del tipo autoarticolato con semirimorchio a 3 assi, da 44 ton e 300 kW di potenza.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche delle autocisterne previste per il presente progetto.

**Tabella 3.13: Autocisterne – Dati Principali**

Parametro	Valore	UM
Capacità complessiva	48	m <sup>3</sup>
Capacità utile camion	40.8	m <sup>3</sup>
Temperature di progetto	-198/50	°C
Pressione di progetto	8	barg

#### 5.3.3 **Caratteristiche del Deposito Costiero**

Le caratteristiche principali del deposito costiero in progetto sono riportate nella seguente tabella.

**Tabella 3.14: Caratteristiche Principali del Deposito Costiero**

Caratteristica	UM	Valore
Capacità nominale annua di stoccaggio	m <sup>3</sup>	520,000
Capacità complessiva utile di stoccaggio	m <sup>3</sup>	10,000
Pressione minima operativa impianto	barg	0
Pressione massima operativa impianto	barg	6
Temperatura minima GNL	°C	-162.1
Serbatoi di stoccaggio	No.	7
Capacità utile dei serbatoi di stoccaggio	m <sup>3</sup>	1,430
Portata massima trasferimento GNL da banchina a impianto	m <sup>3</sup> /h	1,000
Portata massima trasferimento GNL da impianto a bettolina	m <sup>3</sup> /h	250
Pensiline di carico GNL autocisterne	No.	4
Portata massima trasferimento GNL da impianto a autocisterna	m <sup>3</sup> /h	240

#### 5.3.3.1 Modalità Operative

Il progetto prevede l'arrivo di navi gasiere di piccola taglia che ormeggeranno presso la banchina dedicata e scaricheranno il GNL attraverso i bracci di carico installati sulla piattaforma di accosto.

La durata prevista per le operazioni di ormeggio e scarica è di circa 15 ore complessive considerando circa 12 ore per il trasferimento del GNL e il tempo restante per l'esecuzione delle operazioni di connessione, verifiche di sicurezza, inertizzazione e *cool down*.

Il GNL, tramite linea dedicata, è inviato ai serbatoi di stoccaggio, del tipo orizzontali e a contenimento totale in pressione, in attesa della successiva distribuzione mediante autocisterne e bettoline.

Il deposito costiero è progettato per operare secondo quattro principali modalità:

- operazioni di scarico metaniere;
- operazioni di carico autocisterne;
- operazioni di carico bettoline;
- stoccaggio GNL in assenza di operazioni di carico e scarico.

Le operazioni di carico autocisterne potranno essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico metaniere o di carico bettoline.

Il ricircolo, per il mantenimento della temperatura nelle linee di trasferimento, sarà attivo tipicamente durante i periodi che intercorrono tra una fase di scarico/carico e la successiva.

## **6 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E UTILIZZO DELLE BAT**

Il processo di scelta delle differenti soluzioni progettuali prese in considerazione si è sviluppato attraverso l'attenta analisi di tutte le criticità legate alla realizzazione e alla conseguente gestione dell'opera nonché dell'ambiente in cui l'opera stessa si inserisce.

Nei paragrafi che seguono si riportano l'analisi dell'opzione zero (Paragrafo 6.1), ossia delle conseguenze connesse alla mancata realizzazione del progetto, e le alternative localizzative e tecnologiche considerate (Paragrafo 6.2).

### **6.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO**

L'analisi dell'opzione zero consente di confrontare i benefici e gli svantaggi associati alla mancata realizzazione di un progetto, rappresentando uno specifico requisito dello Studio di Impatto Ambientale.

Il progetto proposto consiste nella realizzazione di un deposito costiero di GNL con relativo accosto per navi metaniere in un'area del Porto industriale di Oristano. Il progetto è finalizzato all'importazione e allo stoccaggio di GNL e alla conseguente distribuzione via mare, a mezzo bettoline, per il rifornimento di mezzi di trasporto marittimo, e via terra, tramite autocisterne, per la fornitura energetica alle utenze locali.

Come già trattato nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA, il progetto proposto risulta coerente con gli indirizzi programmatici della politica energetica nazionale, con particolare riferimento alla Strategia Energetica Nazionale, e comunitaria. Il progetto inoltre è in linea con le indicazioni della futura strategia nazionale del GNL, ad oggi in fase di definizione.

La realizzazione del progetto contribuirà, in generale, a:

- incrementare la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico;
- rafforzare la flessibilità e la sicurezza del servizio di fornitura energetica;
- favorire il processo di liberalizzazione del mercato energetico, con conseguenti favorevoli ripercussioni sugli utenti finali, anche in termini di potenziale riduzione delle tariffe per effetto dei meccanismi di concorrenza;
- ridurre l'impiego di fonti fossili, come il petrolio e il carbone, a maggiore impatto ambientale, rappresentando un'importante novità a livello regionale nel settore della distribuzione del GNL.

Occorre evidenziare, inoltre, come la Regione Sardegna sia un territorio caratterizzato dall'assenza di una rete di trasporto di gas naturale. Quindi, in tale ottica, la non realizzazione di una struttura in grado di ricevere, stoccare e distribuire GNL alle utenze locali si tradurrebbe in una mancata opportunità di impiego e di sviluppo di una rete di distribuzione in ambito regionale di una fonte energetica a basso impatto ambientale, quale il GNL, a scapito delle fonti fossili tradizionali e maggiormente inquinanti.

Con riferimento alle componenti ambientali potenzialmente interessate dal progetto, si riportano nel seguito le principali considerazioni emerse dall'analisi dell'opzione zero.

Il deposito costiero di GNL comporta l'emissione di inquinanti in atmosfera dovuta prevalentemente al traffico marittimo, determinato dalle navi metaniere in arrivo per lo



scarico di GNL, delle bettoline adibite alla distribuzione via mare e dai relativi rimorchiatori di supporto, e terrestre, causato dalle autocisterne per la distribuzione del GNL via terra.

La mancata realizzazione dell'opera da un lato annullerebbe le emissioni suddette, ma dall'altro non consentirebbe l'impiego di GNL, con tutti i benefici che ne derivano in termini di riduzione delle emissioni atmosferiche su più ampia scala. Infatti, le caratteristiche chimico-fisiche del GNL rispetto agli altri combustibili fossili consentono di ipotizzare che in ambito regionale, dove lo stesso verrebbe distribuito al posto dei combustibili fossili tradizionali, si potrà avere un contributo al miglioramento della qualità dell'aria. Tale beneficio sarà naturalmente assente in caso di mancata realizzazione del progetto.

Il progetto prevede, inoltre, l'occupazione di suolo all'interno del Porto industriale di Oristano. Si sottolinea che il Porto di Oristano è una infrastruttura a vocazione industriale in via di sviluppo, tra l'altro dichiarato scalo di rilevanza nazionale dalla Legge 166/2002. Il Piano Regolatore Territoriale Consortile del CIPOR, l'Ente pubblico che gestisce l'agglomerato industriale di Oristano, incluso il Porto, destina l'area interessata dal progetto allo sviluppo di attività produttive. In caso di mancata realizzazione dell'opera, dunque, l'area sarebbe comunque occupata per lo svolgimento di attività industriali.

L'occupazione dello specchio acqueo, invece, è limitata alla sponda Est del canale Sud del Porto per la presenza della struttura di accosto. Le navi percorreranno il canale di ingresso al porto e manovreranno nel bacino di evoluzione come qualunque altra nave. Per tale motivo, non si segnalano variazioni in caso di mancata realizzazione del progetto.

In più, il progetto comporterebbe benefici in termini socioeconomici sia su vasta scala che in ambito locale. Su vasta scala, come già detto, per l'incremento della sicurezza e della diversificazione degli approvvigionamenti e quindi della fornitura energetica, favorendo gli utenti finali in termini di potenziale riduzione delle tariffe per effetto dei meccanismi di concorrenza. In ambito locale, in quanto il progetto determinerebbe un impulso alle attività produttive del Porto di Oristano e all'indotto occupazionale che ne consegue. Non realizzare l'opera significherebbe escludere la possibilità di fornire alle aziende locali una fornitura energetica alternativa, flessibile e sicura, di incrementare le attività nel Porto e di conseguenza determinare un indotto occupazionale.

Con riferimento alle altre componenti ambientali si sottolinea che:

- il progetto prevede prelievi idrici di bassa entità legati soprattutto ad aspetti igienico sanitari;
- non si prevedono scarichi in corpi idrici e sarà posta particolare attenzione nel contenere e trattare le acque meteoriche prima dello scarico in fognatura;
- le emissioni sonore saranno contenute nell'area di impianto e saranno rispettati i limiti imposti dalla legge per garantire la sicurezza per i lavoratori e quelli di zona;
- l'area di intervento non interesserà direttamente aree naturali protette o aree archeologiche e di pregio paesaggistico;
- l'impianto sarà poco visibile e comunque inserito in un contesto industriale, quale il Porto di Oristano, già interessato dalla presenza di strutture (capannoni, serbatoi, ecc.) destinate ad attività produttive.

Pertanto, per queste componenti ambientali, i benefici associabili alla mancata realizzazione del progetto non sarebbero tali da mettere in discussione la realizzazione dello stesso.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, a livello globale si ritiene che gli effetti negativi che si andrebbero a determinare in caso di mancata realizzazione del progetto vadano ad annullare i benefici, in termini di mancato impatto sulle varie componenti ambientali, associati alla non realizzazione dello stesso.

## 6.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO

### 6.2.1 Alternative Localizzative

#### 6.2.1.1 Infrastruttura Portuale e Traffici Marittimi

La Sardegna è dotata di 11 infrastrutture portuali di grande/media dimensione che possono essere divise nei seguenti subsistemi: Cagliari (porto commerciale, porto industriale e terminale petrolifero di Sarroch); Sulcis-Iglesiente (Portovesme e Sant'Antioco); Oristano; Porto Torres (porto commerciale e porto industriale); Olbia (porto commerciale e porto industriale) e Arbatax.

Con riferimento agli scali portuali sedi di impianti costieri esistenti, quindi pertinenti al progetto in esame, si citano:

- Porto Torres;
- Oristano;
- Portovesme (Portoscuso);
- Sarroch (Porto Foxi).

L'ubicazione dei Porti suddetti è riportata nella seguente figura.



**Figura 3.16: Porti Sedi di Impianti Costieri della Regione Sardegna  
([www.assocostieri.it](http://www.assocostieri.it))**

La scelta dell'infrastruttura portuale di Oristano è scaturita dalle seguenti considerazioni:

- posizione geografica baricentrica e opportunità di utilizzo estremamente favorevoli rispetto alle altre realtà portuali nazionali;
- ubicazione particolarmente favorevole sulla rotta Suez-Gibilterra, strategica nella moderna organizzazione dei traffici internazionali;
- approdo protetto grazie alla posizione all'interno del golfo di Oristano e provvisto di canale interno navigabile con i suoi fondali di -11 metri che consente l'attracco anche di navi di grande stazza;
- funzioni di porto industriale per le imprese che si localizzano lungo il canale navigabile con la possibilità di effettuare le operazioni di imbarco e sbarco in regime di autonomia funzionale, dando l'opportunità di realizzare fabbricati su terreni di proprietà privata con terminali di attracco ad utilizzo esclusivo.

La scelta è tanto più avvalorata se si considerano i traffici marittimi che interessano i porti della Sardegna (Sito web: <http://www.sardegnamobilita.it>):

- i collegamenti internazionali di merci e passeggeri interessano principalmente lo scalo di Porto Torres, connesso agli scali di Marsiglia, Barcellona e Propriano (Corsica), lo scalo di S.Teresa di Gallura, connesso con Bonifacio (Corsica) e lo scalo di Cagliari, connesso con il porto di Valencia;
- i collegamenti nazionali riguardano principalmente gli scali di Porto Torres nel Sassarese, Olbia, Golfo Aranci e Palau nella Gallura, Arbatax nell'Ogliastra, Cagliari nel Sud Sardegna;
- i collegamenti intraregionali garantiscono la continuità territoriale con le isole minori di S.Pietro, in Provincia di Carbonia-Iglesias e La Maddalena, in Provincia di Tempio-Olbia, e riguardano rispettivamente gli scali sulcitani (Portovesme, Calasetta e Carloforte) e gli scali galluresi di Palau e La Maddalena.

Si conviene pertanto nel considerare che la scelta del Porto di Oristano non andrebbe ad impattare sui già congestionati scali portuali della Sardegna (Cagliari, Porto Torres) ed anzi interesserebbe uno scalo portuale che allo stato attuale non risulta sfruttato al massimo delle sue potenzialità.

Infatti, è ragionevole supporre che per il Porto di Oristano, classificato come porto di rilevanza nazionale ma scarsamente impiegato per la movimentazione delle merci (prevalentemente rinfuse secche e liquide), l'intervento in progetto possa rappresentare una concreta opportunità di sviluppo.

#### 6.2.1.2 Area di Intervento

Data la necessità di assicurare un accosto sicuro e funzionale alle navi metaniere per l'approvvigionamento di GNL e alle bettoline per la distribuzione dello stesso, sono state valutati i lotti resi disponibili dal CIPOR per l'esecuzione dell'opera in progetto.

Le aree offerte, considerate in sede progettuale, sono illustrate nella figura seguente (soluzioni A e B). Le aree sono contigue ed entrambe ubicate sulla sponda Est del bacino portuale. La scelta di progetto definitiva è ricaduta sul lotto più a Sud tra le due aree offerte, ossia la soluzione A, al fine di non intralciare le operazioni di manovra che avvengono nel bacino di evoluzione del Porto.



**Figura 3.17: Lotto Scelto per la Realizzazione del Progetto**

## 6.2.2 Alternative Tecnologiche

### 6.2.2.1 Posizionamento dei Serbatoi

Per il progetto in esame è stato scelto di posizionare i serbatoi di stoccaggio fuori terra dopo aver preso in considerazione i seguenti aspetti:

- standard europei sul GNL;
- impatto ambientale;
- ispezione e manutenzione dei serbatoi.

Il principale standard europeo per le installazioni GNL (EN 1473 – 2007) non considera la soluzione dei serbatoi interrati e per quanto attiene i serbatoi rimanda ad un ulteriore standard europeo (EN 14620-2006 ) il quale analogamente non tratta la tipologia dei serbatoi interrati.

Il sistema di serbatoi a contenimento totale fuori terra impiega tecnologie consolidate e testate in fase di progettazione, costruzione e collaudo e costituisce una soluzione tecnologica applicata con successo in tutto il mondo da oltre 30 anni.

A fronte del significativo numero di serbatoi fuori terra, sono stati costruiti solo pochi serbatoi di stoccaggio interrati e principalmente in Giappone dove è normalmente seguito lo standard della Japan Gas Association (JGA – 107 –02 “*Recommended Practice for LNG in ground storage*”).

Si evidenzia inoltre come la maggior parte dei serbatoi di GNL interrati siano relativi ad installazioni non recenti e come oggi anche paesi tradizionalmente inclini ad utilizzare soluzioni interrate (per es. Taiwan, Corea e lo stesso Giappone) si stiano muovendo verso l’impiego della tecnologia fuori terra.

Con riferimento agli impatti ambientali, la costruzione di serbatoi GNL interrati richiederebbe la rimozione e lo smaltimento di grandi quantità di roccia e suolo per ciascun serbatoio. Sarebbero pertanto necessari l'identificazione di un'ampia area di stoccaggio e la gestione e lo smaltimento del materiale di risulta.

La realizzazione dei serbatoi interrati interferirebbe inoltre con la presenza di acque di falda sotterranee.

Al termine della vita utile dell'impianto:

- i serbatoi fuori terra potrebbero essere facilmente smantellati ed il materiale di costruzione potrebbe essere facilmente rimosso: il sito potrebbe quindi essere ripristinato;
- lo smantellamento o il riutilizzo dei materiali sarebbe estremamente difficile nel caso di serbatoi interrati.

Infine l'adozione di una soluzione interrata dei serbatoi nel Porto di Oristano non comporterebbe un significativo miglioramento dell'impatto visivo.

Un ulteriore elemento che ha fatto propendere verso la scelta dei serbatoi fuori terra rispetto a quelli interrati è relativo alle attività di ispezione e di manutenzione dei serbatoi durante la fase di esercizio. In particolare si evidenzia come la soluzione interrata:

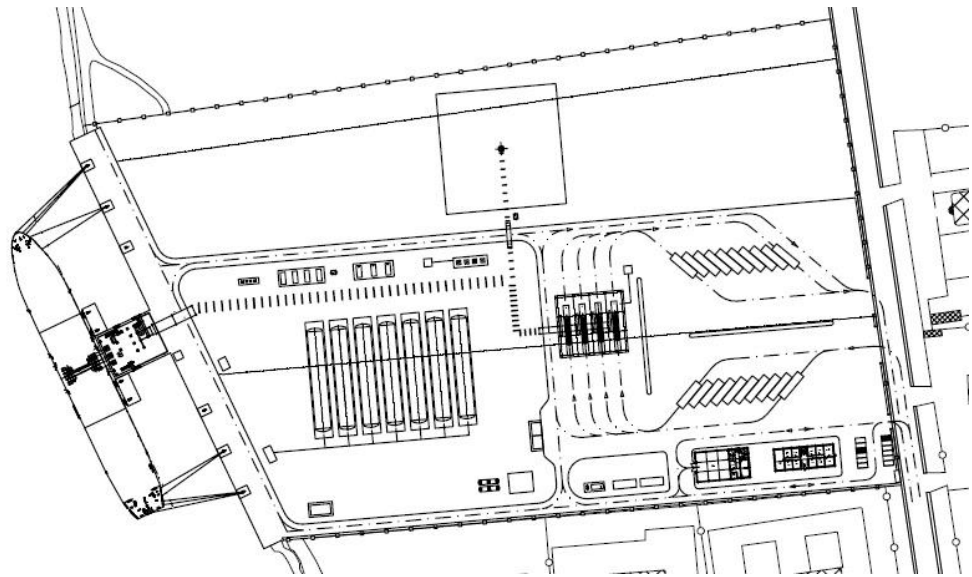
- comporti evidenti difficoltà nello svolgimento delle ispezioni visive dei serbatoi;
- nel caso di una perdita nel contenimento primario, sebbene circostanza ritenuta poco probabile, le operazioni di riparazione siano particolarmente complesse;
- richieda una serie di accorgimenti e dispositivi di sicurezza aggiuntivi quali:
  - sistemi di riscaldamento delle pareti esterne onde evitare la formazione di ghiaccio,
  - sistemi di gas detection o di ricircolo d'aria per evitare pericolosi accumuli di gas.

#### 6.2.2.2 Area di Accosto

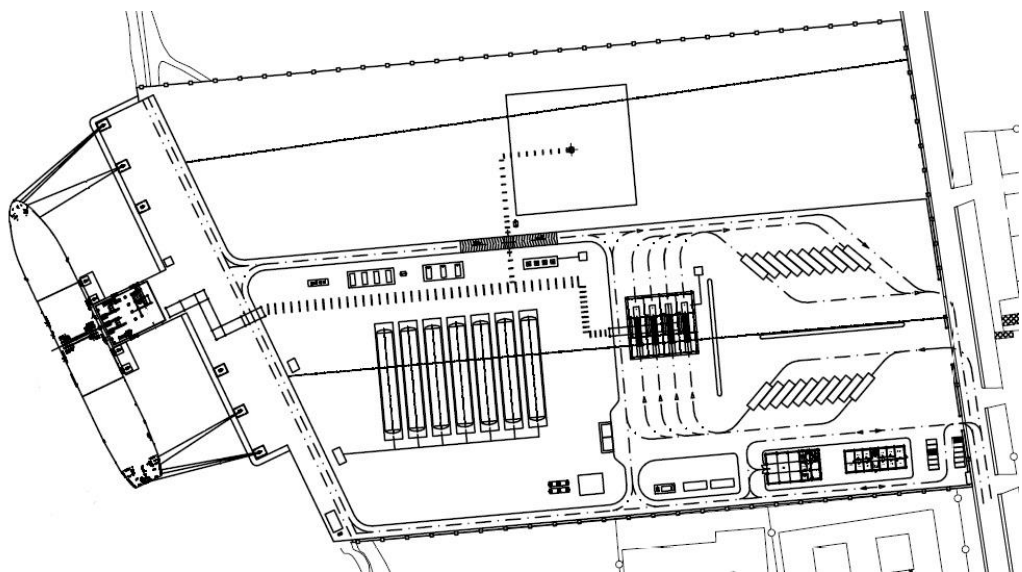
Per la realizzazione della banchina di accosto per le navi metaniere e delle bettoline adibite rispettivamente allo scarico e alla distribuzione di GNL, data la profondità dei fondali in prossimità della sponda Est del Canale Sud del Porto, sulla quale affaccia il lotto interessato dall'intervento, sono state valutate le seguenti alternative di progetto:

- esecuzione di dragaggi al fine di incrementare i fondali e consentire l'accosto delle navi metaniere in prossimità della sponda (soluzione A);
- allungamento del braccio di accosto verso il centro del canale navigabile al fine di raggiungere le profondità minime richieste del pescaggio delle navi (soluzione B).

Nelle seguenti figure si illustrano le planimetrie delle due opzioni considerate.



**Figura 3.18: Accosto con Dragaggio (Soluzione A)**



**Figura 3.19: Prolungamento Banchina di Accosto (Soluzione B)**

Per il progetto in esame è stata scelta la soluzione progettuale B che sebbene comporti un maggiore ingombro del canale navigabile, ha evitato l'espportazione di sedimenti marini dal bacino portuale con tutte le criticità ambientali connesse alla gestione del materiale asportato e delle acque di dragaggio.

#### 6.2.2.3 Soluzioni Impiantistiche

Con riferimento alle soluzioni impiantistiche analizzate durante la fase progettuale dell'opera si annoverano le seguenti scelte effettuate per il progetto in esame:

- impiego del BOG generatosi durante il trasferimento e lo stoccaggio del GNL per l'alimentazione dei generatori elettrici di impianto (MCI);
- riliquefazione del BOG attraverso unità Stirling a ciclo inverso al fine di permetterne il recupero e successivo invio del GNL ai serbatoi di stoccaggio;
- bracci di carico muniti di un sistema idraulico comune per la connessione/disconnessione rapida, la movimentazione dei bracci stessi, il monitoraggio della posizione di ciascun braccio e di un sistema di sganciamento di emergenza (PERC - Powered Emergency release coupling).

### 6.3 UTILIZZO DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI

Nel presente paragrafo si riporta il confronto fra le tecniche che saranno implementate per il progetto proposto e le indicazioni di Linee Guida italiane e “*Best Available Techniques Reference Documents*” europei in materia di migliori tecniche disponibili (MTD/BAT).

Il confronto è stato condotto analizzando diversi BREFs/Linee Guida e ricercando le informazioni su BAT/MTD relative a singole sezioni di impianto.

Nei seguenti paragrafi sono pertanto riportati i risultati di tale confronto, con riferimento a:

- “*Reference Document on the Application of Best Available Techniques on Emissions from Storage*” (IPPC, 2006), relativamente al sistema di ricevimento e stoccaggio GNL;
- Linee Guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi (Gruppo Tecnico Ristretto, 2007), per il sistema di raccolta e trattamento delle acque reflue.

#### 6.3.1 Sistema di Ricevimento e Stoccaggio di GNL

Con riferimento alla fase di ricevimento e stoccaggio GNL nella sottostante tabella si riporta il confronto fra le tecniche utilizzate nel deposito costiero e il BREF “*Emission from Storage*” (IPPC, 2006).

**Tabella 3.15: Confronto tra il BREF “*Emission from Storage*” ed il Progetto**

Capitolo	Pagina	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
4.1.3.13	139	Bilanciamento del vapore	Bilanciamento del vapore durante le operazioni di scarico	Per occupare il volume del GNL trasferito dalla nave ai serbatoi di stoccaggio e mantenere la corretta pressione del sistema, una parte del vapore presente nei serbatoi di stoccaggio del deposito costiero viene pompato nello stoccaggio della metaniera (vapore di ritorno). Il trasferimento del vapore di ritorno avviene per semplice differenza di pressione, attraverso la linea di ritorno vapore da 8” e attraverso il relativo braccio di carico.



Capitolo	Pagina	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
5.1.1.1	259	Principi Generali per Prevenire e Ridurre le Emissioni <i>Controllo e Manutenzione</i>	E' BAT applicare uno strumento per determinare i piani di manutenzione e per sviluppare piani di controllo del rischio	In fase di esercizio dell'impianto saranno predisposti adeguati piani di manutenzione e gestione delle emergenze
4.1.3.1 5.1.1.1	121 259	Principi Generali per Prevenire e Ridurre le Emissioni al Suolo e i Rilasci	Con riferimento ai suoli lo scopo è quello di applicare adeguate misure tecniche ai serbatoi con potenziale rischio di inquinamento dei suoli	Tutte le aree del deposito costiero potenzialmente soggette a rilascio di idrocarburi saranno dotate di sistemi di raccolta e drenaggio. Con riferimento ai serbatoi GNL, il sistema prevedrà: <ul style="list-style-type: none"> <li>• aree pavimentate al di sotto delle valvole dei serbatoi GNL</li> <li>• vasca di raccolta nell'area dei serbatoi GNL</li> </ul>
5.1.1.2	263	Considerazioni specifiche sui serbatoi – Serbatoi refrigerati	Emissioni non significative dai serbatoi refrigerati	La tipologia di serbatoio adottata (contenimento totale) unitamente al sistema di gestione del BOG consente di minimizzare le emissioni atmosferiche
5.1.1.3	264	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Gestione della sicurezza e del rischio</i>	E' BAT applicare un sistema di gestione della sicurezza	In fase di esercizio è previsto un sistema di gestione della sicurezza.
5.1.1.3	264	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Procedure operative e training</i>	E' BAT implementare e seguire adeguate misure organizzative e consentire la formazione del personale	L'impianto in fase di esercizio sarà fornito di un piano delle procedure operative. Verrà inoltre impiegato personale specializzato ed addestrato.
5.1.1.3	265	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Procedure operative e strumentazione per prevenire il "troppo pieno"</i>	E' BAT implementare e mantenere procedure operative per prevenire il "troppo pieno"	I serbatoi saranno dotati di sistemi di rilevamento del livello.



Capitolo	Pagina	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
5.1.1.3	265	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Strumentazione ed Automazione per individuare le perdite</i>	E' BAT applicare un sistema di individuazione delle perdite nei serbatoi di stoccaggio contenenti liquidi che possono causare inquinamento dei suoli	Saranno installati rilevatori del freddo per perdite di GNL nello spazio anulare dei serbatoi
5.2.2	271	Considerazioni sulle Tecniche di Trasferimento e Movimentazione Tubazioni	E' BAT prevedere tubazioni fuori terra nelle nuove realizzazioni.	Le tubazioni criogeniche per la movimentazione del GNL saranno installate fuori terra

### 6.3.2 Sistema di Raccolta e Trattamento delle Acque Reflue

Con riferimento al sistema di raccolta e trattamento delle acque reflue che si prevede di utilizzare, nella sottostante tabella si riporta il confronto fra le tecniche utilizzate nel deposito costiero e le Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – gestione dei rifiuti – impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi (Gruppo Tecnico Ristretto, 2007).

**Tabella 3.16: Confronto tra le“Linee Guida Recanti i Criteri per l'Individuazione e l'Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili – Gestione Rifiuti – Impianti di Trattamento Chimico Fisico dei Rifiuti” e il Deposito Costiero in Progetto**

Capitolo	Pagina	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
E.5.1.5 (Linee Guida)	581	Gestione dei reflui prodotti dall'impianto	Dotazione di sistemi separati di drenaggio delle acque, a seconda del carico di inquinante, provvisti di un sistema di collettamento delle acque meteoriche	L'impianto sarà dotato di una rete per la raccolta e il drenaggio delle acque meteoriche. Le acque meteoriche verranno convogliate in pozzetti sfioratori in c.a. con griglia in ghisa sferoidale. Le acque saranno quindi separate in acque di prima pioggia e acque di seconda pioggia. In particolare: <ul style="list-style-type: none"> <li>Le acque di prima pioggia saranno convogliate a due unità di trattamento costituite da una doppia vasca in cui avvengono i trattamenti di sedimentazione e disoleatura. Le acque di prima pioggia trattate saranno</li> </ul>

Capitolo	Pagina	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
				<p>convogliate nella relativa vasca di rilancio per successivo pompaggio nel pozzetto a bordo lotto della rete consortile delle acque nere.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Le acque di seconda pioggia considerate pulite a valle della grigliatura, saranno direttamente convogliate nella relativa vasca di rilancio per successivo pompaggio nel pozzetto a bordo lotto della rete consortile delle acque bianche.</li></ul>

## 7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Il presente capitolo riporta descrizione delle attività previste per l'opera a progetto nel corso del suo ciclo di vita.

Nei successivi paragrafi saranno riportate le principali informazioni riguardanti:

- la realizzazione dell'opera (Paragrafo 7.1);
- l'esercizio (Paragrafo 7.2);
- la dismissione dell'opera e il ripristino ambientale (Paragrafo 7.3).

### 7.1 REALIZZAZIONE DELL'OPERA

L'articolazione delle fasi realizzative è organizzata e pensata in modo tale da poter procedere con le lavorazioni in parallelo nell'area delle opere civili a terra e in quella a mare.

La cantierizzazione dell'opera prevede lo sviluppo delle seguenti fasi operative:

- preparazione dell'area (fase 1);
- preparazione del piano di fondazione degli edifici e dei serbatoi (fase 2);
- elevazione degli edifici, completamento delle fondazioni dei serbatoi e della scogliera della banchina (fase 3);
- completamento della sovrastruttura della banchina e delle fondazioni delle strutture dei prefabbricati (fase 4);
- completamento e sistemazione superficiale dell'area di impianto (fase 5);
- completamento delle opere civili dell'impianto (fase 6).

Alla fase di cantierizzazione seguiranno le attività di pre-commissioning, commissioning e avviamento finalizzate all'entrata in esercizio del deposito costiero.

La durata complessiva della fase di cantiere prevede:

- 250 giorni per le opere a terra;
- 311 giorni per le opere a mare.

In Figura 7.1 allegata al presente documento si riporta il Cronoprogramma delle attività di realizzazione dell'opera.

#### 7.1.1 Fase di Cantiere

##### 7.1.1.1 Preparazione dell'Area (Fase 1)

All'inizio del cantiere si prevede la realizzazione degli scavi di preparazione dell'area a terra. Tali scavi saranno propedeutici alla realizzazione di un piano finito di posa sia per il pacchetto pavimentazione nelle aree di prevista pavimentazione, sia dello strato vegetale nelle aree destinate a verde. Nelle lavorazioni si utilizzeranno principalmente mezzi di cantiere per la movimentazione terre. Il materiale proveniente dagli scavi, previa verifica di compatibilità tecnico-ambientale, sarà riutilizzato per la realizzazione delle aree soggette a riporto. Il materiale in eccesso o non riutilizzabile sarà conferito nelle vicine discariche.

L'area oggetto delle operazioni di preparazione è mostrata nella figura seguente.



**Figura 3.20: Fase 1: Preparazione dell'Area**

**7.1.1.2 Preparazione del Piano di Fondazione degli Edifici ed esecuzione dei Pali di Fondazione dei Serbatoi (Fase 2)**

Completata la preparazione dell'area, si provvede alla realizzazione degli scavi minori, a sezione obbligata, necessari per la creazione del piano di posa delle opere di fondazione sia degli edifici che delle opere minori. Nello specifico in tale fase si procede alla realizzazione del piano di fondazione dell'edificio amministrazione, dell'edificio magazzino e alla preparazione del piano di imposta delle fondazioni dell'area serbatoi. Il materiale proveniente da tali operazioni di scavo, nell'ambito delle attività di costruzione, sarà temporaneamente accantonato all'interno del cantiere e riutilizzato per le successive operazioni di rinterro, in linea con la vigente normativa (Art. 185 DLgs. 152/06). La frazione in eccesso sarà allontanata dal cantiere e conferita in discarica. Anche in tale fase è prevista la presenza in cantiere di mezzi per i movimenti terra. Successivamente si procede alla realizzazione delle opere di fondazione degli edifici, costituite da conglomerato cementizio armato, previa stesura di uno strato di magrone. Si provvede contemporaneamente alla realizzazione dei pali di fondazione dei serbatoi mediante trivellazione ed impiego di fanghi bentonitici o polimeri biodegradabili. I pali saranno in conglomerato cementizio armato.

Le aree oggetto delle operazioni di preparazione dei piani fondazionali degli edifici ed esecuzione dei pali di fondazione dei serbatoi sono mostrate nella figura seguente.

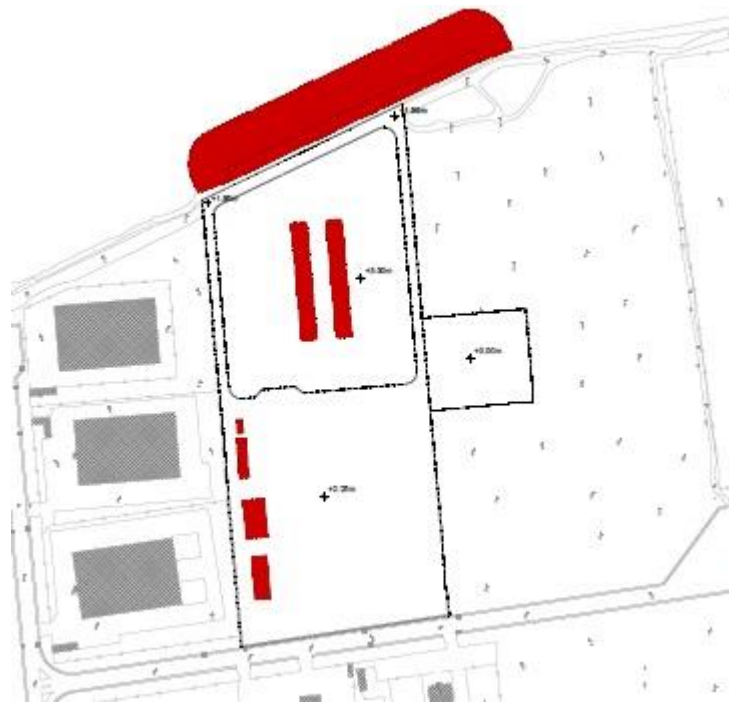


**Figura 3.21:**  
**Fase 2: Preparazione del Piano di Fondazione degli Edifici ed Esecuzione dei Pali di Fondazione dei Serbatoi**

**7.1.1.3 Completamento degli Edifici e dei Serbatoi ed Esecuzione della Scogliera della Banchina e delle Opere Civili a Terra (Fase 3)**

In tale fase, si completano gli edifici con la realizzazione del corpo d'opera in elevazione e i serbatoi. Unitamente a tali lavorazioni su terraferma, si avviano in contemporanea le lavorazioni per la battitura dei pali di fondazione delle bricole e della piattaforma costituenti l'opera a mare. Per la battitura dei pali saranno usate gru dotate di martelli vibroinfissori, operanti in parte da pontone (bricole di accosto e piattaforma di carico) e in parte su terraferma per i punti di ormeggio (bricole di ormeggio) ubicati a terra. A valle della messa in opera dei pali battuti, si procede alla messa in opera dei materiali da cava costituenti la scogliera di protezione dell'attuale linea di costa (limitatamente all'area interessata dall'opera a mare).

L'area oggetto delle operazioni di completamento degli edifici e dei serbatoi e dell'esecuzione della scogliera della banchina e delle opere civili a terra, è mostrata nella figura seguente.



**Figura 3.22:**  
**Fase 3: Completamento degli Edifici edei Serbatoi ed Esecuzione della Scogliera della Banchina e delle Opere Civili a Terra**

7.1.1.4 Completamento della Sovrastruttura della Banchina e delle Fondazioni delle Strutture dei Prefabbricati (Fase 4)

In questa fase si procede al completamento della sovrastruttura di banchina, mediante la messa in opera di strutture prefabbricate e il successivo getto di completamento. Nelle aree su terraferma, allo stesso tempo, si procede sia alla realizzazione delle opere di fondazione delle strutture minori, sia alla messa in opera della struttura metallica della copertura delle baie di carico, sia delle opere prefabbricate propedeutiche alla rete di drenaggio dell'area (vasche di prima pioggia).

L'area oggetto delle operazioni di completamento della sovrastruttura della banchina e delle fondazioni delle strutture dei prefabbricati, è mostrata nella figura seguente.

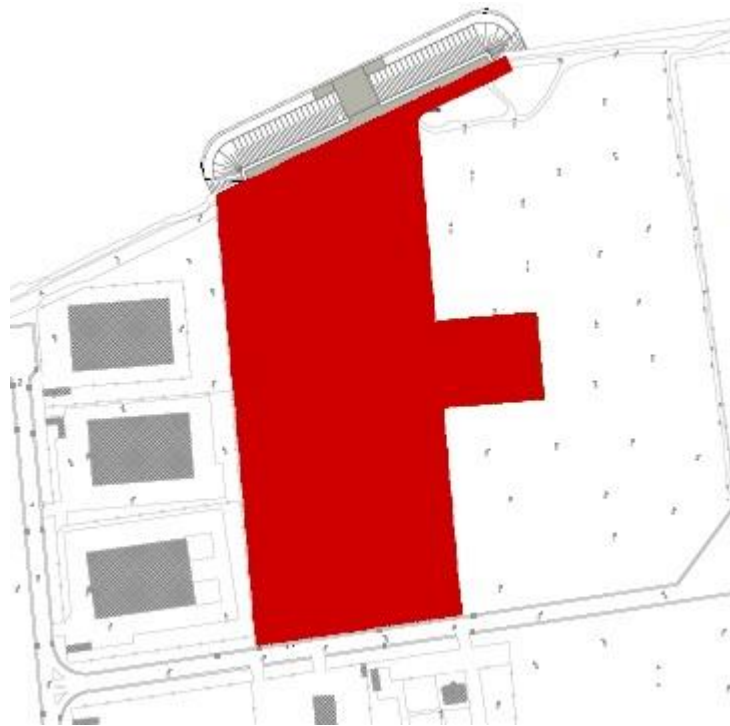


**Figura 3.23:**  
**Fase 4: Completamento della Sovrastruttura della Banchina e delle Fondazioni delle Strutture dei Prefabbricati**

#### 7.1.1.5 Completamento e Sistemazione Superficiale dell'Area di Impianto (Fase 5)

La preparazione dell'area destinata ad ospitare l'impianto viene completata sia con la messa in opera della rete di drenaggio (pozzetti, caditoie e collettori), sia del pacchetto pavimentazione e sistemazione verde previsto dal progetto.

L'area oggetto delle operazioni di completamento e sistemazione superficiale dell'area d'impianto, è mostrata nella figura seguente.



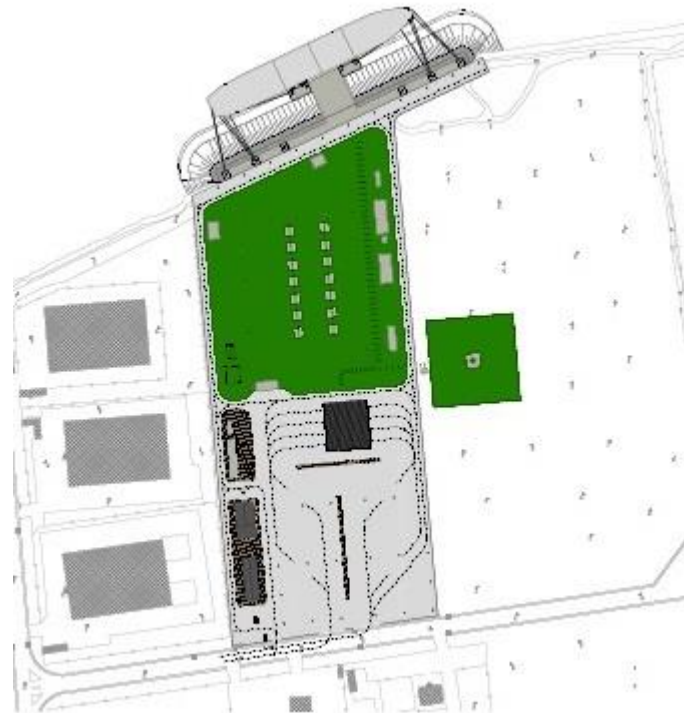
**Figura 3.24: Fase 5:  
Completamento e Sistemazione Superficiale dell'Area d'Impianto**

7.1.1.6 Completamento delle Opere Civili dell'Impianto (Fase 6)

In ultimo, si procede al completamento ed installazione delle opere di arredo civili.

L'area oggetto delle operazioni di completamento delle opere civili è mostrata nella figura seguente.





**Figura 3.25: Fase 6: Completamento Opere Civili Impianto**

## 7.1.2 Pre-Commissioning, Commissioning e Avviamento

### 7.1.2.1 Pre-Commissioning

Lo scopo del *pre-commissioning* è quello di verificare che tutte le parti dell'impianto, una volta completate meccanicamente, siano realizzate in maniera conforme al progetto originario. Durante tale fase sono, quindi, possibili lavori meccanici al fine di rettificare eventuali installazioni non correttamente realizzate.

Durante il *pre-commissioning* saranno impiegati fluidi di servizio quali aria compressa, acqua, azoto, vapore, e saranno temporaneamente messi sotto tensione, a scopo di test, i componenti elettrici quali quadri di distribuzione, gruppi di continuità.

In tale fase si prevedono le seguenti attività principali:

- controllo delle opere civili:
  - controllo degli edifici e verifica completamento apparati elettrici; strumentali e idraulici,
  - controllo delle tubazioni;
- verifica del completamento meccanico con checklist:
  - installazione di filtri temporanei,
  - pulizia,
  - asciugatura;
- controllo apparecchiature statiche:
  - verifica dell'installazione di interni (piatti),

- inserimento degli interni (*packings*),
- pulizia,
- asciugatura,
- chiusura finale,
- controllo delle tarature delle valvole di sicurezza;
- controllo apparecchiature rotanti:
  - pulizia dei circuiti di lubrificazione,
  - caricamento dei lubrificanti,
  - controllo di allineamento,
  - installazione dei giunti di accoppiamento;
- controllo parte strumentale:
  - controllo delle tarature degli strumenti,
  - verifica dell'installazione degli strumenti,
  - controllo funzionale dei *loop* di controllo e degli allarmi;
- controlli parte elettrica:
  - verifica dei sistemi di protezione di trasformatori, interruttori, quadri di distribuzione, pannelli, sistemi di messa a terra, protezione catodica,
  - test su motori elettrici senza carico (disconnessi) e analisi vibrazioni e riscaldamento cuscinetti.

#### 7.1.2.2 Commissioning

La fase di *commissioning* inizia quando le attività di *pre-commissioning* sono quasi ultimate, quindi ad impianto meccanicamente completato. Al termine del *commissioning* l'impianto sarà pronto per l'introduzione del GNL. Di conseguenza in questa fase verranno applicate tutte le procedure di sicurezza previste.

Le attività in fase di *commissioning* possono dipendere da esigenze particolari di impianto e in genere prevedono:

- messa in esercizio dei servizi (*utilities*);
- messa in esercizio dei generatori di emergenza;
- energizzazione della sottostazione elettrica e distribuzione alle utenze;
- verifica delle logiche e sequenze di funzionamento e degli interblocchi di sicurezza;
- sviluppo *punch-list*;
- verifica dei sistemi di rilevazione incendio, fumo gas e dei sistemi automatici e manuali di antincendio sia all'interno di edifici sia nelle aree esterne di impianto;
- test di circolazione di pompe, ventilatori, compressori utilizzando fluidi ausiliari;
- rimozione dei filtri temporanei, installazione dei filtri permanenti, test di tenuta, test di circolazione con fluidi di servizio;
- bonifica con azoto;
- raffreddamento linee, apparecchiature e stoccaggi.

### 7.1.2.3 Avviamento

Portate correttamente a termine le fasi di *pre-commissioning* e *commissioning*, il deposito costiero sarà pronto per entrare in produzione.

Una volta assicurato un sufficiente livello di GNL nei serbatoi di stoccaggio, si potrà iniziare ad alimentare le pensiline di carico autocisterne con il GNL a portata ridotta, progressivamente incrementata, secondo una rampa predefinita, fino al valore normale di trasferimento.

A questo punto il deposito costiero è pronto per intraprendere le verifiche dei valori di garanzia come da contratto.

## 7.2 **ESERCIZIO**

La capacità annua totale di stoccaggio dell'impianto è pari a 520,000 m<sup>3</sup>, pertanto considerando cautelativamente navi metaniere aventi capacità di 7,500 m<sup>3</sup> (minima capacità attualmente sul mercato), si prevede un totale di 70 arrivi annui per l'approvvigionamento di GNL (in alternativa, prevedendo una scarica parziale di 10,000 m<sup>3</sup> da parte di metaniere di capacità superiore, gli arrivi annui previsti sarebbero 52).

Si prevede, inoltre, che in fase di esercizio 104,000 m<sup>3</sup> di GNL, pari al 20% dello stoccaggio complessivo, siano da destinare alla distribuzione tramite bettoline. Considerando bettoline da 2,000 m<sup>3</sup> sono previsti circa 52 arrivi/annui.

Per lo svolgimento delle attività via mare si stimano le seguenti tempistiche:

- manovra di ingresso al porto e presa di ormeggio: 3h;
- tempo di carica/scarica: 12h;
- disormeggio e manovra di uscita: 3h.

Per quanto riguarda la distribuzione via terra tramite autocisterne, considerando l'intera capacità annua di stoccaggio si prevedono circa 40 unità caratterizzate da una capacità di trasporto di circa 41 m<sup>3</sup>.

Le attività di carica delle autocisterne avranno durata di circa 1.2 ore.

L'impianto sarà operativo per circa 310 giorni all'anno e dovrà operare in maniera continuativa per almeno 25 anni.

## 7.3 **DISMISSIONE DELL'OPERA E RIPRISTINO AMBIENTALE**

### 7.3.1 **Decommissioning e Dismissione dell'Opera**

La fase di *decommissioning* sarà avviata a conclusione della vita utile dell'impianto.

La sospensione dell'esercizio dell'impianto comporterà la messa in atto di tutte le procedure necessarie al fine di consentire le successive operazioni di dismissione.

Le parti di impianto che durante l'esercizio hanno contenuto sostanze specifiche quali bio-liquido, oli lubrificanti, prodotti chimici, liquidi infiammabili e combustibili saranno trattate eseguendo le seguenti attività:

- svuotamento delle sostanze contenute al momento della sospensione dell'esercizio;
- bonifica per eliminare eventuali residui di prodotto.

Preventivamente alle fasi di svuotamento delle apparecchiature di impianto, dovranno essere effettuate opportune verifiche per determinare l'eventuale presenza di atmosfere pericolose e accertare che sussistano le condizioni per svolgere lo svuotamento dei componenti in totale sicurezza.

La bonifica dei componenti e delle linee di impianto sarà effettuata mediante appositi flussaggi da eseguire con fluidi specifici in funzione delle sostanze da rimuovere, in particolare:

- i lavaggi di oli e sostanze combustibili saranno effettuati con vapore o acqua calda;
- i lavaggi di sostanze infiammabili saranno eseguiti unicamente con acqua fredda;
- i lavaggi di prodotti chimici potranno essere eseguiti con acqua fredda eventualmente additivata con tensioattivi o con sostanze neutralizzanti.

La fase di dismissione dell'opera comprenderà le seguenti attività successive:

- rimozione delle coibentazioni dalle tubazioni e dai componenti di impianto;
- demolizione degli impianti e degli edifici con particolare riferimento a:
  - serbatoi di stoccaggio,
  - edifici,
  - impianti fuori terra,
  - opere interrato.

Le attività di decommissioning e dismissione dell'opera saranno appaltate a una o più ditte specializzate, munite di tutti i requisiti necessari per garantire le massime condizioni di sicurezza e di protezione dell'ambiente e della salute durante le operazioni sul sito.

### **7.3.2 Ripristino delle Condizioni Iniziali del Sito**

All'atto della dismissione dell'impianto, una volta verificato lo stato di qualità delle componenti ambientali interessate, si provvederà al ripristino delle condizioni iniziali del sito. Le modalità andranno concordate con gli Enti autorizzativi e di controllo e le attività saranno effettuate in accordo con la futura destinazione d'uso dell'area.

L'attività di ripristino delle condizioni iniziali del sito sarà caratterizzata dalle seguenti operazioni principali:

- riempimento degli scavi;
- rimodellazione del sito.

I riempimenti ed i ripristini saranno condotti con escavatori di media e grande taglia, dotati di benne rovesce e da camion per il trasporto di materiale. I riempimenti saranno condotti per strati. La qualità e la granulometria dei terreni di riporto dovrà essere definita con gli Enti autorizzativi e di controllo. I modellamenti del sito saranno condotti con pale.

## 8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Nel presente capitolo sono descritte le interazioni tra le attività in progetto e le singole componenti ambientali.

Le interazioni con l'ambiente sono state individuate analizzando gli elementi del progetto potenzialmente in grado di determinare un impatto ambientale e sono suddivise come segue:

- emissioni in atmosfera (Paragrafo 8.1);
- prelievi idrici (Paragrafo 8.2);
- scarichi idrici (Paragrafo 8.3);
- emissioni sonore e vibrazioni (Paragrafo 8.48.3.1);
- utilizzo di risorse e materie prime (Paragrafo 8.5), quali:
  - occupazione di suolo,
  - manodopera,
  - movimenti terra,
  - materiali da costruzione e prodotti chimici,
  - consumi di energia elettrica;
- produzione di rifiuti (Paragrafo 8.6);
- traffico dei mezzi terrestri e marittimi (Paragrafo 8.7).

Nello specifico, le suddette interazioni sono descritte e quantificate con indicazione della relativa fase operativa, ossia con riferimento alle fasi di cantiere ed esercizio.

L'analisi delle interazioni e la loro quantificazione costituisce il punto di partenza per la valutazione della significatività degli impatti ambientali, riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

### 8.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 8.1.1 Fase di Cantiere

Durante la realizzazione dell'opera, le emissioni in atmosfera sono principalmente riconducibili alla produzione di polveri dovuta alla movimentazione dei terreni e all'emissione di inquinanti generata dai mezzi impiegati per le diverse attività lavorative di cantiere.

La movimentazione di terreno, in termini di scavi o riporti, è prevista per le seguenti attività:

- preparazione delle aree;
- realizzazione delle fondazioni delle strutture e delle opere civili.

Nella seguente tabella sono riportati i quantitativi di terreno che si prevede movimentare durante la fase di cantiere.

**Tabella 3.17: Volumi di Terreno Movimentato in Fase di Cantiere**

Attività	Volume [m <sup>3</sup> ]
Scavi per preparazione d'area	10,718
Riporti per preparazione d'area	11,966
Scavi per fondazione Edifici	5,470
Rinterro Fondazioni Edifici	123

Le emissioni di inquinanti in atmosfera tipici della combustione in fase di costruzione sono imputabili essenzialmente ai fumi di scarico dei mezzi impiegati in fase di cantiere.

Nella seguente tabella si riportano le potenze e il numero massimo di mezzi contemporanei, per cantiere navale e terrestre, per ciascuna tipologia.

**Tabella 3.18: Numero e Potenza dei Mezzi di Cantiere**

Tipologia Mezzo	Potenza [kW]	Numero Mezzi per Cantiere	
		Navale	Terrestre
Escavatore/Side Boom	120	1	1
Pala Meccanica	180	-	2
Autocarro	120	2	4
Motopontone	300	1	-
Bettolina/Mezzi di Supporto	93	2	-
Autobetoniere/Macchinari Betonaggio	200	1	1
Gru/Autogru	200	1	2
Rullo compattante vibrante	30	-	2
Miniescavatore	120	1	1
Finitrice	30	-	2
Compressore/Essicatore	30	1	2
Generatore	640	1	2
Autocisterna	120	1	1
Sonda trivellatrice	120	-	1
Autoarticolato con pianale	120	-	2
Trivella Spingi Tubo	120	-	1
Curvatubi/Pipewelder	50	-	1
Motosaldatrice	120	-	1
Pompa/Sabbiatrice	170	-	1
Vibroinfissiore	120	1	-

Si sottolinea, inoltre, che un contributo di emissione di inquinanti è anche rappresentato dai traffici terrestre e navale indotti dalle attività di realizzazione delle opere, come trattato nel successivo Paragrafo 8.7.

### 8.1.2 Fase di Esercizio

Le emissioni in atmosfera riconducibili all'esercizio del deposito costiero di GNL in progetto sono principalmente riconducibili a:

- emissioni associate al normale esercizio dell'impianto (MCI, azoto da collettore di torcia);
- emissioni da sorgenti non continue o di emergenza (generatori diesel, torcia, motore antincendio);
- traffico indotto terrestre e marittimo.

#### 8.1.2.1 Emissioni in Condizioni di Normale Esercizio

In condizioni di normale esercizio del deposito costiero si prevede l'impiego di No.2 Motori a Combustione Interna (MCI) da 450 kW in regime di funzionamento al 100%. Un terzo MCI sarà impiegato come motore di riserva. Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche e i valori emissivi di riferimento per ciascun MCI.

**Tabella 3.19: Caratteristiche e Dati Emissivi MCI**

Parametro	UM	Valore
Volume Gas di Scarico Secco	Nm <sup>3</sup> /h	2,073
Concentrazione NO <sub>x</sub> (5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	250
Concentrazione CO (5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	300
Altezza Camino	m	4
Diametro Camino	m	0.25
Temperatura Fumi	°C	508

Durante le condizioni di normale esercizio si prevede, inoltre, il rilascio di emissioni associate alla corrente di azoto che serve a inertizzare il collettore di torcia, con portata di azoto rilasciata all'aria pari a circa 6.25 kg/ora.

#### 8.1.2.2 Emissioni da Sorgenti non Continue o in Emergenza

Le emissioni da sorgenti non continue o in condizioni di emergenza sono riconducibili a:

- emissioni per combustione da:
  - un generatore diesel nell'area del deposito costiero GNL e avente potenza 600 kW,
  - torcia di emergenza,
  - un motore pompa antincendio di potenza pari a 550 kW;
- emissioni durante le attività di manutenzione.

L'impianto è dotato di un generatore diesel di emergenza per fornire energia elettrica in caso di perdita di potenza dei generatori di impianto. Tale eventualità è estremamente remota e le emissioni dovute a tale evento trascurabili. Stessa considerazione è applicabile al motore pompa nell'area della banchina di accosto.

La torcia viene usata solo in condizioni diverse dal normale esercizio dell'impianto. Si stima che la torcia possa essere in funzione occasionalmente per complessive 50 ore all'anno.

La torcia è dimensionata per una portata massima di circa 56 t/h di gas e per un rilascio continuato di circa un'ora, con valori medi di emissione di 30 t/h.

Le emissioni in atmosfera da torcia, calcolate sulla portata massima, sono riportate nella tabella seguente.

**Tabella 3.20: Emissioni in Atmosfera da Torcia**

Inquinante	Emissioni	
	UM	Valore
NOx	t/anno	0.1
COV	t/anno	0.3
CO	t/anno	1.2
CO <sub>2</sub>	t/anno	95
PM <sub>10</sub>	kg/anno	5

I serbatoi sono muniti di una serie di accorgimenti per ridurre la possibilità di basculamento (*rollover*), con conseguente maggior formazione di BOG, quali:

- possibilità di riempimento sia dall'alto che dal basso;
- misurazione continua della densità e della temperatura;
- mescolamento del contenuto dei serbatoi mediante ricircolo.

Il basculamento è quindi ritenuto altamente improbabile ossia non atteso durante la vita dell'impianto.

#### 8.1.2.3 Emissioni da Traffico Indotto

Le emissioni da traffico indotto sono essenzialmente riconducibili a:

- gasiere e bettoline impiegate rispettivamente per l'approvvigionamento e la distribuzione via mare del GNL;
- rimorchiatori a supporto delle navi in arrivo e in partenza;
- autocisterne destinate alla distribuzione via terra del GNL;
- mezzi destinati al trasporto di merci e/o rifiuti e del personale impiegato.

Le emissioni delle navi gasiere e delle bettoline sono state definite a partire dalle formule relative ai limiti emissivi indicati dalla MARPOL Annex VI. Nella tabella seguente si riportano i fattori emissivi relativi alle due taglie di navi prese come riferimento (gasiera da 7,500 m<sup>3</sup> e bettolina da 2,000 m<sup>3</sup>).

**Tabella 3.21: Caratteristiche e Fattori Emissivi Gasiere e Bettoline**

Parametro	UM	Taglia Nave	
		7,500 m <sup>3</sup>	2,000 m <sup>3</sup>
Fattore Emissivo NOx	g/kWh	2.39 <sup>(1)</sup>	2.94 <sup>(2)</sup>
Altezza Camino	m	23	18
Diametro Camino	m	0.7	0.5

Note:

1. Fattore emissivo calcolato considerando un motore caratterizzato da 750 RPM (Revolutions per Minute)
2. Fattore emissivo calcolato considerando un motore caratterizzato da 270 RPM (Revolutions per Minute)



Per quanto riguarda i rimorchiatori, si impiegherà una unità per ciascuna nave in arrivo/partenza. I valori emissivi sono riportati nella seguente tabella.

**Tabella 3.22: Caratteristiche e Fattori Emissivi Rimorchiatori**

Parametro		UM	Valore
Fattore Emissivo <sup>(1)</sup>	NO <sub>x</sub>	g/kWh	9.6 <sup>(2)</sup>
	SO <sub>2</sub>		4.5 <sup>(3)</sup>
	PM <sub>10</sub>		0.9 <sup>(2)</sup>
	CO		1.1 <sup>(3)</sup>
	COV		0.6 <sup>(2)</sup>
Altezza Camino		m	8
Diametro Camino		m	0.4

Note:

1. I fattori emissivi sono riferiti a navi in fase di manovra, con motori del tipo HSD (High Speed Diesel) e alimentati a MDO (Marine Diesel Oil)
2. Fonte: EMEP 2013
3. Fonte: ENTEC 2002

## 8.2 PRELIEVI IDRICI

### 8.2.1 Fase di Cantiere

I prelievi idrici in fase di cantiere sono principalmente dovuti a:

- umidificazione delle aree di cantiere per limitare le emissioni di polveri dovute alle attività di movimento terra;
- produzione e rigenerazione dei fanghi bentonitici utilizzati per la realizzazione dei pali per l'opera a mare;
- attività di commissioning delle condotte dell'impianto e dei serbatoi GNL;
- usi civili connessi alla presenza del personale addetto alla costruzione.

Nella tabella seguente sono riportati i consumi idrici previsti durante la realizzazione dell'opera.

**Tabella 3.23: Prelievi Idrici in Fase di Cantiere**

Uso	Modalità di Approvvigionamento	Quantità	Totale
Acqua per collaudo	Acqua di Mare	-	1,900 m <sup>3</sup>
Acqua per fanghi bentonitici	Autobotte	20 m <sup>3</sup> /g	160 m <sup>3</sup>
Acqua per usi civili	Autobotte	circa 30 addetti (presenza max.) <sup>(1)</sup> x 60 l/g	circa 53 m <sup>3</sup> /mese
Acqua per attività di cantiere (bagnatura piste, attività varie e usi di cantiere, etc.)	Autobotte	40 m <sup>3</sup> /g	400 m <sup>3</sup> /mese <sup>(2)</sup>

Note:

1. Presenza massima di addetti nel periodo di sovrapposizione delle attività di costruzione delle opere.
2. Ipotesi di irrigazione antipolvere di 10 giorni al mese.

### 8.2.2 Fase di Esercizio

L'acqua utilizzata in fase di esercizio servirà a coprire i fabbisogni legati a:

- usi civili;
- usi industriali.

Per quanto riguarda gli usi civili, l'utilizzo di acqua sanitaria in fase di esercizio è quantificabile in 100 l/g per addetto, pertanto considerando la presenza media giornaliera in impianto di 9 addetti, si stima un consumo massimo di acqua potabile per usi civili pari a 900 l/g. I quantitativi necessari saranno prelevati da rete esterna al deposito costiero.

Per quanto riguarda gli usi industriali (irrigazione, lavaggio strade e piazzali), si stima un consumo complessivo di circa 3 m<sup>3</sup>/ora prelevati da rete consortile. Tale acqua è utilizzata nell'impianto come make-up oppure nelle officine per operazioni di manutenzione o per l'irrigazione delle aree verdi.

Si evidenzia, inoltre, che è previsto il prelievo di acqua di mare per utilizzo antincendio, non quantificabile a priori in considerazione del suo utilizzo. Per le prove antincendio saranno comunque previsti 1,200 m<sup>3</sup>/anno.

Le quantità, le modalità di approvvigionamento e gli impieghi previsti dell'acqua prelevata sono sintetizzati nella tabella seguente.

**Tabella 3.24: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio**

Uso	Modalità di Approvvigionamento	Quantità
Acqua per Usi Civili	Rete Acquedottistica	0.9 m <sup>3</sup> /g
Acqua per Usi Industriali (manutenzione, irrigazione, ecc.)	Rete Acquedottistica	3 m <sup>3</sup> /ora

## 8.3 SCARICHI IDRICI

### 8.3.1 Fase di Cantiere

Durante la fase di cantiere si prevedono scarichi idrici solo in riferimento all'acqua impiegata per il *commissioning* dei serbatoi e delle condotte dell'impianto. A tal proposito si prevede lo scarico in mare di 1,900 m<sup>3</sup> di acqua di collaudo previo opportuno controllo. Alternativamente potranno essere previsti in fase di ingegneria di dettaglio del collaudo, gli opportuni trattamenti per lo smaltimento; in tale caso, l'acqua di collaudo non andrebbe più considerata come scarico bensì come rifiuto.

I reflui di origine civile legati alla presenza della manodopera coinvolta nelle attività di cantiere saranno raccolti e smaltiti come rifiuti liquidi e pertanto considerati nel Paragrafo 8.6.1 relativo alla produzione dei rifiuti in fase di cantiere. Considerando un prelievo idrico complessivo di 53 m<sup>3</sup>/mese, valore massimo cautelativo considerando la massima presenza di manodopera, i reflui saranno caratterizzati dai medesimi quantitativi.

La tabella seguente riassume gli scarichi idrici in fase di cantiere.

**Tabella 3.25: Scarichi Idrici in Fase di Cantiere**

Tipologia di Scarico	Quantità	Modalità di Controllo, Trattamento e Smaltimento
Acqua di collaudo	1,900 m <sup>3</sup>	Scarico a mare previo opportuno controllo

### 8.3.2 Fase di Esercizio

Gli scarichi idrici in fase di esercizio del deposito costiero sono connessi a:

- acque sanitarie connesse alla presenza del personale addetto;
- acque meteoriche.

Le acque sanitarie (reflui civili) saranno raccolte in appositi serbatoi o vasche a tenuta stagna e inviati tramite tubazione alla rete fognaria comunale. La presenza del personale addetto (considerando presenza media giornaliera di 9 addetti) comporta una produzione di acque sanitarie pari a circa 900 l/g.

Le acque provenienti dai “troppo pieni” dei serbatoi dell'acqua potabile e dell'acqua servizi nonché dall'essiccatore dell'aria strumenti, verranno inviate alla rete di raccolta acqua meteorica.

Le acque meteoriche saranno raccolte da una rete di drenaggio che interessa i piazzali pavimentati esterni e la viabilità presenti nell'area.

Il sistema di drenaggio sarà costituito da:

- tubazioni in PEAD SN8;
- pozzetti in c.a. con griglia in ghisa sferoidale classe D400.

La materia della gestione e scarico delle acque nell'area di progetto è amministrata dal Regolamento del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (CIPOR).

Il Regolamento prevede in generale:

- trattamento delle acque di prima pioggia in una apposita vasca e il convogliamento di queste nella rete di raccolta delle acque nere, previo controllo, a valle del trattamento, dei volumi immessi in rete mediante misuratore di portata;
- convogliamento delle acque di seconda pioggia nella rete di raccolta delle acque bianche;
- realizzazione di pozzetti di ispezione a bordo lotto, esterni alla recinzione, prima dell'immissione nelle reti di raccolta consortili (sia per le acque bianche che per le acque nere).

Le acque di prima pioggia vengono pertanto convogliate a due unità di trattamento con sistema in continuo in grado di trattare una portata di 150 l/s ciascuna, costituite da una doppia vasca in cui avvengono i trattamenti di sedimentazione e decantazione, attrezzato con filtro a coalescenza e pacchi lamellari. L'impianto di trattamento delle acque di prima pioggia è in grado di trattare complessivamente una portata di 300 l/s.

Visti i ridotti dislivelli in gioco sia le acque di prima pioggia (a valle del trattamento) sia le acque di seconda pioggia (a valle della grigliatura) vengono convogliate in una vasca di rilancio e successivamente mediante pompaggio vengono inviate ai rispettivi pozzetti a bordo lotto. La portata totale di picco delle acque meteoriche risulta pari a circa 1,620 l/s.

Nella tabella seguente sono presentate le quantità e le modalità di smaltimento degli scarichi idrici.

**Tabella 3.26: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio**

Tipologia di Scarico	Modalità di Trattamento e Scarico	Quantità
Usi Civili	Scarico nella rete fognaria	0.9 m <sup>3</sup> /giorno
Acqua Meteoriche <sup>(1)</sup>	Acque di prima pioggia in impianto di trattamento (separatoro olio/acqua)	300 l/s
	Acque di seconda pioggia in grigliatura	1,620 l/s

Note:

I quantitativi di acqua meteorica dipendono dall'entità dell'evento meteorico.

## 8.4 EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI

### 8.4.1 Fase di Cantiere

Durante le attività di cantiere la generazione di emissioni acustiche è imputabile al funzionamento dei macchinari impiegati per le varie lavorazioni di cantiere e per il trasporto dei materiali. La definizione del rumore emesso nel corso dei lavori di costruzione non è facilmente quantificabile in quanto condizionata da una serie di variabili, fra cui:

- intermittenza e temporaneità dei lavori;
- uso di mezzi navali mobili dal percorso difficilmente definibile.

Nella seguente tabella sono presentate le caratteristiche di rumorosità in termini di potenza sonora ( $L_w$ ) dei macchinari, navali e terrestri, che si prevede impiegare durante le fasi di cantiere.

**Tabella 3.27: Potenza Sonora dei Mezzi di Cantiere**

Tipologia Mezzo	LW [dBA]	Numero Mezzi	
		Navali	Terrestri
Escavatore/Side Boom	106	1	1
Pala Meccanica	106	-	2
Autocarro	101	2	4
Motopontone	110	1	-
Bettolina/Mezzi di Supporto	105	2	-
Autobetoniere/Macchinari Betonaggio	97	1	1
Gru/Autogru	91	1	2
Rullo compattante vibrante	101	-	2
Miniescavatore	96	1	1
Finitrice	101	-	2
Compressore/Essicatore	101	1	2
Generatore	100	1	2
Autocisterna	101	1	1
Sonda trivellatrice	108.5	-	1
Autoarticolato con pianale	101	-	2
Trivella Spingi Tubo	108.5	-	1
Curvatubi/Pipewelder	106	-	1
Motosaldatrice	96	-	1
Pompa/Sabbiatrice	101	-	1
Vibroinfissiore	108.5	1	-

Ulteriori emissioni sonore in fase di cantiere saranno generate dal traffico di mezzi destinati al trasporto merci e personale addetto.

#### 8.4.2 Fase di Esercizio

Nella tabella seguente sono elencate le apparecchiature potenzialmente rumorose in funzione durante l'esercizio del deposito costiero e le relative informazioni di interesse per l'identificazione delle caratteristiche acustiche.

**Tabella 3.28: Caratteristiche delle Sorgenti Acustiche**

Apparecchiatura	No. Totali/Esercizio	Regime di Funzionamento	Localizzazione	Lp @ 1m [dBA]
Bracci di carico GNL/vapore	3/2	Discontinuo	Aperto	79
Pompe di carico GNL alle autocisterne	4/3	Continuo (16 ore al giorno, 6 giorni su 7)	Aperto	85
Pompe GNL di ricircolo	2/1	Continuo	Aperto	85

Apparecchiatura	No. Totali/Esercizio	Regime di Funzionamento	Localizzazione	Lp @ 1m [dBA]
Pompe GNL di carico bettolina	2/2	Discontinuo	Aperto	85
Pompe acqua potabile	2/1	Continuo	Chiuso (in edificio realizzato in calcestruzzo)	80
Pompe acqua servizi	2/1	Continuo	Chiuso (in edificio realizzato in calcestruzzo)	80
MCI per generazione elettrica	3/2	Continuo	Chiuso (in container insonorizzato)	80
Unità Stirling a ciclo inverso	10/9	Continuo	Chiuso (in container insonorizzato)	85
Chiller raffreddamento unità Stirling	1/1	Continuo	Aperto	81
Pompe Jockey Firewater	2/1	Discontinuo	Chiuso (in edificio realizzato in calcestruzzo)	85
Compressore aria strumenti	2/1	Continuo	Chiuso (in edificio produzione aria compressa)	76
Pompa antincendio elettrica	1/1	Discontinuo (emergenza)	Chiuso (in edificio realizzato in calcestruzzo)	85
Motopompa diesel antincendio	1/1	Discontinuo (emergenza)	Chiuso (in edificio realizzato in calcestruzzo)	85
Generatore diesel emergenza	1/0	Discontinuo (emergenza)	Chiuso (container insonorizzato)	85
Torcia	1/1	Discontinuo (emergenza)	Aperto	125

Ulteriori emissioni sonore connesse all'esercizio dell'impianto sono dovute al traffico di mezzi terrestri e marittimi, ossia:

- traffico di mezzi terrestri leggeri e pesanti per approvvigionamento materiali di consumo e di trasporto addetti;
- traffico di autocisterne per la distribuzione di GNL;
- traffico di mezzi marittimi (metaniere, bettoline e relativi rimorchiatori) per l'approvvigionamento e la distribuzione del GNL.

## 8.5 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI

### 8.5.1 Fase di Cantiere

Per utilizzo di materie prime e risorse naturali in fase di cantiere si intende:

- occupazione di aree dovuta alla presenza cantiere;
- manodopera impiegata nelle attività di costruzione;
- movimentazione di terre e rocce da scavo;
- materiali impiegati per la costruzione.

#### 8.5.1.1 Area di Cantiere

In fase di cantiere, per la realizzazione delle opere a terra, si prevede un'occupazione di suolo coincidente con la futura superficie di impianto. Le aree destinate a cantiere logistico saranno caratterizzate da un'estensione pari a 9,353 m<sup>2</sup>.

Per quanto riguarda le opere a mare, queste coinvolgono una superficie complessiva dell'attuale bacino portuale pari a 10,120 m<sup>2</sup>, ed hanno necessità di un cantiere operativo su terraferma pari a 3,400 m<sup>2</sup>.

L'estensione, la durata delle attività associate e l'uso attuale delle aree di cantiere a terra e a mare sono riportate nella seguente tabella.

**Tabella 3.29: Aree di Cantiere**

Opera	Dimensioni [m <sup>2</sup> ]	Durata (giorni)	Uso Attuale
Cantiere a terra	76,000 (9,353 circa per cantiere operativo)	circa 250	Area incolta
Cantiere a mare	10,120 nello specchio acqueo portuale (3,400 a terra per cantiere operativo)	circa 311	Area incolta (per cantiere operativo a terra), specchio acqueo inutilizzato (per cantiere a mare)

#### 8.5.1.2 Manodopera

La massima presenza di addetti durante le attività di realizzazione del deposito costiero e delle relative opere a mare è presentata, insieme alla durata dei cantieri a terra e a mare, nella seguente tabella.

**Tabella 3.30: Manodopera in Fase di Cantiere**

Opera	Durata (giorni)	No. Addetti
Opere a terra	circa 250	30
Opere marittime	circa 311	15

#### 8.5.1.3 Movimentazione di Terre e Rocce da Scavo

Le principali movimentazioni di terre e rocce da scavo saranno connesse agli scavi per la realizzazione delle fondazioni di edifici e impianti nella parte a terra del deposito costiero. La soluzione progettuale identificata per l'opera a mare è tale da non prevedere nessuna movimentazione di materiale di dragaggio o terre e rocce da scavo.

Nel complesso è previsto, durante la fase di cantiere, lo scavo di 16,188 m<sup>3</sup> e il riutilizzo di 12,089 m<sup>3</sup>.

Nella seguente tabella sono riportate le volumetrie di terre e rocce da scavo movimentate e la loro destinazione.

**Tabella 3.31: Movimentazione Terre e Rocce da Scavo in Fase di Cantiere**

Origine	Volume [m3]	Destinazione
Movimentazioni per risultanze da scavi per realizzazione impianto a terra	4,099	Trasporto in discarica

#### 8.5.1.4 Materiali per la Costruzione

I principali materiali di previsto impiego in fase di costruzione sono:

- calcestruzzo, principalmente per la realizzazione delle vasche, delle fondazioni degli edifici e degli impianti, elevazione di edifici in c.a.;
- carpenteria metallica, tubazioni, apparecchi ed impianti elettrostrumentali;
- materiali per isolamento e prodotti di verniciature;
- bentonite e acqua per la produzione di fanghi bentonitici (volume previsto di 1,100 m<sup>3</sup>);
- materiali da cava per opere a gettata lato mare e per sistemazioni piazzali a terra.

#### 8.5.2 **Fase di Esercizio**

Per la fase di esercizio si possono considerare le seguenti risorse:

- occupazione di suolo e di specchio acqueo;
- personale addetto;
- consumo di energia elettrica;
- utilizzo di materie prime e prodotti chimici.

##### 8.5.2.1 Occupazione di suolo e specchio acqueo

Le opere a progetto di cui è prevista la costruzione comportano occupazione di suolo e specchio acqueo marino all'interno di aree industriali-portuali.

L'occupazione di suolo è connessa alla presenza fisica del deposito in progetto che impegnerà un'area complessiva di circa 76,000 m<sup>2</sup>.

L'occupazione dello specchio acqueo determinata dall'area di accosto sarà di circa 4,500 m<sup>2</sup>.

##### 8.5.2.2 Personale Addetto

In fase di esercizio è possibile stimare la presenza media giornaliera di 9 unità in condizioni di normale funzionamento del deposito costiero:

- No. 1 Responsabile impianto;
- No. 1 impiegato amministrazione/pesa;
- No. 2 persone impiegate in sala controllo;
- No. 1 addetto all'impianto (Vice Responsabile impianto);



- No. 2 tecnici per la manutenzione;
- No. 2 addetti alle baie di carico.

Ad eccezione del Responsabile di impianto, del suo Vice e dei tecnici manutenzione, i ruoli suddetti sono da considerarsi su due turni giornalieri di 8h/giorno.

L'esercizio del deposito costiero, inoltre, potrebbe comportare l'impiego di lavoratori esterni per le seguenti funzioni:

- servizi di pilotaggio e rimorchio delle navi;
- operazioni di manutenzione;
- servizio di ristoro;
- pulizia dell'area;
- security/guardiana.

#### 8.5.2.3 Consumo di Energia Elettrica

L'esercizio del deposito costiero comporterà un consumo annuo stimato pari a 6,500 MWh/anno.

Come già descritto, l'energia elettrica in fase di esercizio può essere autoprodotta tramite i MCI in servizio, provenire dalla rete o da entrambe le fonti. In caso di indisponibilità della rete o di MCI fuori servizio, sarà attivato un generatore di emergenza (EDG) per i soli carichi di sicurezza.

#### 8.5.2.4 Materie Prime e Prodotti Chimici

Le materie prime e i prodotti chimici principalmente utilizzati durante l'esercizio del deposito costiero sono i seguenti:

- azoto;
- aria compressa;
- gasolio;
- BOG.

Questi saranno impiegati in maniera continua o discontinua a seconda delle esigenze dell'impianto.

I consumi previsti durante l'esercizio del deposito costiero sono riportati nella seguente tabella.

**Tabella 3.32: Utilizzo di Materie Prime in Fase di Esercizio**

Materiale	Utilizzo	Frequenza	UM	Quantità
Azoto Gassoso	Bracci di Carico	Continuo	Nm <sup>3</sup> /h	2
	Inertizzazione Manichette	Discontinuo		2.2
	Inertizzazione Bracci Linee	Discontinuo		60
	Flussaggio Torcia	Continuo		5

Materiale	Utilizzo	Frequenza	UM	Quantità
	Inertizzazione Linee/Serbatoi – Flussaggi Ko Drum	Discontinuo		102
Aria Compressa	Officina, Torica, Bracci di Carico, ecc.	Discontinuo	Nm <sup>3</sup> /h	847
Gasolio	Generatore di Emergenza	Discontinuo Emergenza	m <sup>3</sup> /h	0.16
	Pompa Antincendio	Discontinuo Emergenza		0.06
BOG	MCI	Continuo	m <sup>3</sup> /h	106

## 8.6 PRODUZIONE DI RIFIUTI

### 8.6.1 Fase di Cantiere

Le principali tipologie di rifiuti prodotti durante la fase di cantiere sono:

- rifiuti liquidi da usi civili (circa 53 m<sup>3</sup>/mese nel periodo di massima sovrapposizione delle attività di costruzione);
- carta e legno proveniente dagli imballaggi delle apparecchiature, etc.;
- residui plastici;
- terre e rocce da scavo non riutilizzabili in sito (circa 4,100 m<sup>3</sup>);
- cemento e calcestruzzo;
- residui ferrosi;
- materiali isolanti;
- oli;
- fanghi e cuttings provenienti dalle lavorazioni connesse alla trivellazione per infissione pali (circa 160 m<sup>3</sup>),

I rifiuti non riutilizzabili saranno per quanto possibile inviati a recupero, oppure smaltiti presso discariche autorizzate previa attribuzione del relativo codice C.E.R. ed in completa ottemperanza delle normative vigenti in materia di rifiuti.

### 8.6.2 Fase di Esercizio

I principali rifiuti prodotti in fase di esercizio delle opere derivano da:

- attività di processo o ad esse riconducibili, quali la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;
- attività di tipo civile (uffici, mensa).

I rifiuti generati verranno sempre smaltiti nel rispetto della normativa vigente. In particolare, ove possibile, si procederà alla raccolta differenziata volta al recupero delle frazioni riutilizzabili. Eventuali stoccaggi temporanei all'aperto di rifiuti speciali non pericolosi saranno provvisti di bacini di contenimento impermeabili. I rifiuti speciali, liquidi e solidi, previsti in piccolissime quantità, prodotti durante l'esercizio o nel corso di attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, saranno gestiti secondo la vigente normativa in materia di rifiuti, e trasportati e smaltiti da ditte specializzate.

## 8.7 TRAFFICO MEZZI

### 8.7.1 Fase di Cantiere

Il traffico mezzi in fase di cantiere può suddividersi in:

- traffico terrestre;
- traffico marittimo.

#### 8.7.1.1 Traffico Terrestre

Il traffico di mezzi terrestri, in ingresso e in uscita dall'area di cantiere durante la realizzazione dell'impianto, è imputabile essenzialmente a:

- trasporti di materiale da cava;
- conferimento a discarica di materiali di scavo non riutilizzabili;
- trasporto di materiali da costruzione;
- movimentazione degli addetti alle attività di costruzione.

La viabilità e gli accessi all'area di cantiere principale sono assicurati dalle strade esistenti che sono in grado di far fronte alle esigenze del cantiere in considerazione della vicinanza dalle principali direttrici di traffico dell'area.

I percorsi previsti per i mezzi in transito eviteranno i centri abitati di Oristano e Santa Giusta e saranno associabili alla viabilità ordinaria di collegamento tra l'area di cantiere e la S.S.131, a sua volta di collegamento con i principali assi viari della Regione.

Nella tabella seguente si riporta il numero indicativo di mezzi in transito presso le aree di cantiere.

**Tabella 3.33: Traffico di Mezzi Terrestri in Fase di Cantiere**

Tipologia Mezzo	Motivazione	Mezzi
Camion	Approvvigionamento materiale da cava	max 12 mezzi/ora
Camion	Conferimento a discarica di material di scavo non riutilizzabile	max 4 mezzi/giorno
Camion per trasporti eccezionali	Approvvigionamento materiali per costruzione delle opere	12 (totale)
Autovetture	Trasporto addetti alle aree di cantiere	circa 15 mezzi/giorno
Camion per trasporti eccezionali	Approvvigionamento materiali per costruzione delle opere marittime	12 (totale)
Autovetture	Trasporto addetti alle aree di cantiere delle opere marittime	circa 15 mezzi/giorno

### 8.7.1.2 Traffico Marittimo

Il traffico marittimo è relativo ai soli mezzi utilizzati per la messa in opera dei pali di fondazione della banchina portuale e ad operazioni condotte da mare per messa in opera sia dei materiali da cava che costituiscono la scogliera a protezione della banchina, sia elementi della sovrastruttura di banchina.

**Tabella 3.34: Traffico di Mezzi Marittimi in Fase di Cantiere**

Tipologia Mezzo	Motivazione	Mezzi
Motopontone	Installazione e trasporto pali in banchina	1
Bettolina	Mezzo navale a supporto delle attività del motopontone	2

### 8.7.2 **Fase di Esercizio**

Il traffico mezzi in fase di esercizio può suddividersi in:

- traffico terrestre;
- traffico marittimo.

#### 8.7.2.1 Traffico Terrestre

Il traffico di mezzi terrestri in fase di esercizio è imputabile essenzialmente all'operatività del deposito costiero, con particolare riferimento a:

- distribuzione del GNL (per un massimo di 520,000 m<sup>3</sup>/anno);
- approvvigionamento di materiali e prodotti di consumo;
- invio a smaltimento dei rifiuti generati dal funzionamento dell'impianto;
- movimentazione degli addetti.

I percorsi previsti per i mezzi in transito eviteranno i centri abitati di Oristano e Santa Giusta e saranno associabili alla viabilità ordinaria di collegamento tra l'area di impianto e la S.S.131, a sua volta di collegamento con i principali assi viari della Regione.

Nella tabella seguente si riporta la stima dei traffici terrestri previsti durante l'esercizio del deposito costiero.

**Tabella 3.35: Traffico di Mezzi Terrestri in Fase di Esercizio**

Tipologia Mezzo	Motivazione	Mezzi
Mezzi Leggeri	Trasporto dipendenti, mezzi sociali e imprese esterne, corrieri	15 mezzi/giorno
	Raccolta rifiuti	1 mezzo/giorno
Mezzi Pesanti	Distribuzione GNL	41 mezzi/giorno <sup>(1)</sup>
	Approvvigionamento di sostanze e prodotti	12 mezzi/anno
	Smaltimento rifiuti	52 mezzi/anno
	Esecuzione di varie attività (manutenzione, ecc.)	25 transiti/anno

Nota:

Quantitativo stimato considerando:

- distribuzione del GNL interamente via terra per mezzo di autocisterne (ipotesi cautelativa);
- capacità autocisterne pari a circa 41 m<sup>3</sup>;
- 310 giorni annui di operatività del deposito costiero.

#### 8.7.2.2 Traffico Marittimo

Il GNL sarà approvvigionato tramite navi metaniere aventi caratteristiche analoghe a quelle di capacità compresa fra 7,500 e 15,600 m<sup>3</sup>. Per la stima dei traffici marittimi si assume cautelativamente l'arrivo al deposito costiero di sole navi gasiere di taglia minima (ossia 7,500 m<sup>3</sup>).

Un ulteriore contributo in termini di traffico marittimo è fornito dalle bettoline (di capacità di circa 2.000 m<sup>3</sup>) impiegate per la distribuzione di GNL di un massimo pari al 20% del quantitativo annuo stoccato (520,000 m<sup>3</sup>), ossia 104,000 m<sup>3</sup>.

Le operazioni di ingresso al porto, uscita dal porto e manovra di ciascuna metaniera/bettolina saranno effettuate mediante il supporto di No. 1 rimorchiatore.

Nella tabella seguente si riporta la stima dei traffici navali previsti durante l'esercizio del deposito costiero.

**Tabella 3.36: Traffico di Mezzi Navali in Fase di Esercizio**

Tipologia Mezzo	Motivazione	Mezzi
Metaniera	Approvvigionamento GNL	70 <sup>(1)</sup>
Bettolina	Distribuzione GNL	52 <sup>(2)</sup>
Rimorchiatore	Supporto operazioni manovra e ingresso/uscita porto	122 <sup>(3)</sup>

Note:

- 1) Numero massimo di arrivi/anno considerando la metaniera da 7,500 m<sup>3</sup>
- 2) Numero massimo di arrivi/anno considerando la bettolina da 2,000 m<sup>3</sup>
- 3) Si considera un rimorchiatore per ogni mezzo navale

## 9 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

I sistemi di sicurezza comprenderanno:

- i sistemi di arresto di emergenza e di processo;
- sistema Fire&Gas (F&G);
- la depressurizzazione di emergenza;
- il contenimento di rilasci di idrocarburi;
- il sistema acqua antincendio.

### 9.1 SISTEMI DI ARRESTO DI EMERGENZA E DI PROCESSO

Il sistema di arresto di emergenza o *Emergency Shutdown System* (ESD) è basato su un PLC certificato per applicazioni di sicurezza, e si affianca al sistema di controllo distribuito o *Distributed Control System* (DCS) per intervenire nel caso di malfunzionamento o errore operativo, garantendo la messa in sicurezza dell'impianto.

L'ESD è quindi un sistema totalmente indipendente dal DCS o dai PLC dedicati alle sequenze operative di impianto, e utilizza, in genere, strumenti dedicati, secondo quanto prescritto gli standard internazionali applicabili.

Per minimizzare le conseguenze di un evento di incendio, è previsto un sistema di depressurizzazione automatica di emergenza, del serbatoio coinvolto e di quelli ad esso adiacenti, al fine di garantire l'integrità del contenimento e in grado di rispondere con la massima rapidità possibile.

Il sistema di depressurizzazione sarà attivato dal cumulativo dei seguenti segnali:

- segnale ESD;
- segnale di incendio confermato, con logica 2oo3<sup>1</sup>, per l'apparecchiatura coinvolta, che proverrà dal sistema di rivelazione incendi di impianto.

Il sistema ESD avrà le seguenti principali finalità:

- chiudere/aprire le valvole di blocco in posizione di sicurezza;
- fermare i motori elettrici e isolare gli apparati elettrici;
- fermare le unità package;
- iniziare procedure di depressurizzazione e inertizzazione dell'impianto previste.

Il blocco dell'impianto potrà essere totale, nel caso in cui i malfunzionamenti rilevati lo richiedano ma anche parziale nel caso in cui si possa porre in sicurezza l'unità coinvolta nell'evento, pur mantenendo in marcia il resto dell'impianto.

La fermata totale o parziale dell'impianto potrà essere iniziata sia da sequenze automatiche, attivate dal superamento delle condizioni operative dell'impianto stabilite in fase di progetto, sia da attivazione manuale tramite pulsanti di blocco disponibili agli operatori, posizionati in campo e/o in sala controllo, a seconda della necessità.

Il sistema ESD sarà articolato in una struttura a tre livelli di protezione:

---

<sup>1</sup> Attivazione dovuta a segnale di allarme proveniente da 2 dei 3 strumenti di rivelazione installati.

- ESD-1, generato da segnali ridondanti di terremoto o di calamità naturali e dal segnale principale del sistema F&G, attivando lo *shutdown* dell'intero impianto;
- ESD-2, avente lo scopo di proteggere il contenimento dei serbatoi e il processo in caso di pressione anomala del BOG a all'altissimo livello del *ko drum*. L'attivazione di ESD-2 implica la conseguente attivazione del livello ESD-3, che interrompe i trasferimenti sia lato nave che lato autocisterna;
- ESD-3, avente lo scopo di interrompere in condizioni di sicurezza le operazioni di trasferimento della nave gasiera al deposito in caso di evento di emergenza a bordo dell'imbarcazione o del deposito, oppure di impedire il danneggiamento dei bracci di carico e/o dei raccordi con conseguente rilascio di GNL. Inoltre, interrompe in condizioni di sicurezza le operazioni di trasferimento dal deposito all'autocisterna.

Il sistema di arresto di processo (*Process Shutdown System – PSD*) è composto di due livelli:

- PSD-1, che si attiva in caso di anomalie sulle operazioni di trasferimento provvedendo ad eseguire le seguenti azioni:
  - chiusura valvole *shutdown* BOG e GNL,
  - chiusura valvole serbatoio carico autocisterna, fermata pompe carico autocisterna;
- PSD-2, che si attiva in caso di anomalie sulle operazioni di stoccaggio, provvedendo ad eseguire la chiusura delle valvole serbatoio (carico o scarico a seconda dell'anomalia).

## 9.2 SISTEMA FIRE&GAS

L'impianto sarà dotato di un sistema di rilevazione gas, incendi, perdite e di un sistema di allarme che, abbinato ad un sistema attivo e passivo antincendio ad acqua e schiuma, permette di minimizzare i rischi e i danni derivanti da eventuali perdite di gas e incendi.

Il sistema di rilevazione gas, incendi e perdite dà inizio alle seguenti azioni attraverso il F&G *panel* presente in sala tecnica e collegato con il DCS:

- allarme visivo e sonoro in sala controllo, controllo automatico dei ventilatori dell'impianto di ventilazione e condizionamento, delle serrande tagliafuoco allo scopo di prevenire la propagazione degli incendi o la dispersione di gas in aree critiche o presidiate da personale di impianto;
- attivazione dei segnali necessari ad effettuare l'ESD;
- attivazione delle pompe antincendio e degli impianti fissi previsti.

## 9.3 DEPRESSURIZZAZIONE AUTOMATICA

Per la gestione di eventi di incendio, sarà previsto un sistema di depressurizzazione di emergenza, con lo scopo di garantire l'integrità del contenimento del serbatoio eventualmente coinvolto nell'evento e dei serbatoi ad esso adiacenti. Il sistema si attiverà sulla base dei segnali ESD-2 e di incendio confermato su un serbatoio.

## 9.4 SISTEMI DI CONTENIMENTO

Il sistema di raccolta delle possibili fuoriuscite di GNL è progettato per raccogliere e contenere eventuali sversamenti intorno e al di sotto dei serbatoi, di valvole, tubazioni e apparecchiature in cui siano contenuti liquidi criogenici.

Il sistema include le seguenti aree principali:

- aree pavimentate in zona di banchina;
- vasca di raccolta in zona di banchina;
- aree pavimentate al di sotto dei serbatoi GNL e rispettive valvole;
- vasca di raccolta nell'area dei serbatoi GNL;
- aree pavimentate al di sotto delle valvole ESD e delle linee di scarico e ricircolo;
- vasche di raccolta del serbatoio dei drenaggi e del separatore di torcia;
- aree pavimentate in corrispondenza delle pompe di carico bettolina, di ricircolo e di carico autocisterne.

Lo scopo del sistema di raccolta consiste nel drenare il GNL accidentalmente fuoriuscito all'interno di apposite vasche che consentono di limitare la superficie di GNL esposta all'aria e quindi di limitarne l'evaporazione. Le aree, dove una fuoriuscita di GNL può avvenire, sono pavimentate e realizzate in maniera tale da permettere il deflusso del liquido verso canali aperti che scaricano nelle vasche di raccolta.

Ciascuna vasca è provvista di un sistema di rilancio delle acque. Esse permetteranno il rilancio dell'acqua che può accumularsi durante le piogge, ed eviteranno che in caso di fuoriuscita il contatto tra GNL e acqua ne produca una rapida evaporazione.

Le vasche saranno realizzate in cemento armato impermeabile con un'altezza minima dei cordoli di 0.3 m al di sopra del piano di campagna. Le vasche saranno protette per tutto il loro perimetro da un parapetto e una rete metallica, posta ad un'altezza di 1.5 m al di sopra del massimo livello atteso per il GNL, permetterà il contenimento della schiuma.

Il sistema di raccolta è dotato di rilevatori di freddo allo scopo di allertare gli operatori e iniziare le azioni necessarie in caso di emergenza d'impianto.

Con riferimento ad altri fluidi inquinanti, le apparecchiature e i serbatoi contenenti combustibili, lubrificanti e additivi chimici usati nel processo saranno provvisti di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati. Vengono prese tutte le precauzioni operative per evitare fuoriuscite e perdite durante le operazioni di manutenzione. Eventuali minime fuoriuscite di olio lubrificante saranno raccolte e drenate. Il carburante (diesel) per il sistema di alimentazione di emergenza e per la pompa dell'acqua antincendio sarà stoccato in modo che eventuali perdite siano contenute e non ci sia alcuna possibilità di contaminazione del suolo.

Eventuali rifiuti liquidi generati da fuoriuscite o perdite saranno smaltiti in conformità ai regolamenti e alla normativa vigente.

## **9.5 SISTEMA ACQUA ANTINCENDIO**

Il sistema acqua antincendio coprirà le seguenti aree di impianto:

- area serbatoi di stoccaggio GNL;
- area sistema stirling;
- area motori;
- area pompe GNL;
- area gasolio/diesel di emergenza;
- area baie di carico;



- area *ko drum* e camino;
- area bracci di carico;
- edificio uffici e reception;
- edificio officina e magazzino;
- edifici quadri elettrici e sala di controllo;
- edificio servizi ausiliari (aria compressa, azoto);
- edificio stazione primaria di pompaggio acqua antincendio;
- edificio controllo banchina.

I sistemi e le apparecchiature antincendio saranno alimentati da:

- una stazione di pompaggio primaria ad acqua di mare costituita da un'elettropompa e da una motopompa, ubicata nell'area adiacente la banchina;
- una stazione di pompaggio secondaria costituita da due elettropompe jockey per il mantenimento della pressione sulla linea.

L'impianto sarà, inoltre, completato con:

- opera di presa acqua di mare con tubazioni in acciaio inox e relativi sistemi di scarico a mare, tutti collegati alla stazione di pompaggio primaria;
- rete di distribuzione acqua antincendio;
- impianto di spegnimento fisso ad acqua dotato di idranti soprasuolo;
- impianto di spegnimento fisso ad acqua-schiuma dotato di monitori manuali e/o versatori (ognuno completo di serbatoio schiumogeno associato, adatto al funzionamento sia con acqua di mare che con acqua industriale);
- impianto di spegnimento fisso ad acqua del tipo a diluvio (muro d'acqua);
- impianti di spegnimento fissi a gas estinguenti;
- estintori portatili e carrellati;
- impianti di rilevazione gas, incendi e allarme;
- pannello di controllo.

## 10 MONITORAGGIO AMBIENTALE

Il presente capitolo riporta una breve descrizione delle attività di monitoraggio proposte per il progetto in esame.

Le attività di monitoraggio saranno eseguite in conformità alla normativa generale e di settore vigente a livello nazionale e comunitario e saranno finalizzate a fornire risposte, in termini di specifiche azioni di mitigazione, riguardo ai possibili impatti prodotti dalle opere a progetto e dalle relative attività.

Data la natura del progetto proposto e la tipologia e l'entità degli impatti ambientali attesi, si prevede l'esecuzione di attività di monitoraggio per le seguenti fasi:

- fase ante operam: il monitoraggio è volto alla definizione dei parametri di qualità ambientale di background volto alla conoscenza dello stato “zero” dell'ambiente nell'area che verrà occupata dalle opere a progetto prima della loro realizzazione. La definizione dello stato “zero” consente il successivo confronto con i controlli da effettuarsi in fase di esercizio ed eventualmente a conclusione della vita utile dell'impianto.
- fase di esercizio: l'attività di monitoraggio avrà inizio non appena l'impianto entrerà in pieno regime. I dati rilevati in questa fase saranno impiegati per effettuare un confronto con i dati rilevati durante la fase ante-operam al fine di verificare la compatibilità ambientale dell'opera.

Le attività di campionamento prevedono l'analisi dei seguenti indicatori ambientali:

- qualità dell'aria,
- livelli di rumore;

Le attività di monitoraggio potrebbero comunque essere soggette a possibili modifiche e integrazioni in relazione:

- ai risultati di futuri approfondimenti progettuali;
- al processo di condivisione da parte delle Autorità Competenti;
- ai risultati delle prime indagini di monitoraggio.

Si prevede, ad ogni modo, la gestione dei dati rilevati attraverso adeguate procedure, la loro memorizzazione in una apposita banca dati e la periodica trasmissione di questi agli Enti di controllo e ad eventuali altri soggetti che fossero interessati.

Nei paragrafi che seguono si presentano le attività di monitoraggio proposte in via preliminare per le componenti ambientali atmosfera e rumore.

### 10.1 ATMOSFERA

#### 10.1.1 Fase Ante-Operam

Lo stato attuale della qualità dell'aria nell'area di Oristano è monitorata dalle centraline ubicate nei centri abitati di Oristano e Santa Giusta (a tal proposito si veda quanto riportato nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA). Una campagna di monitoraggio dedicata potrà essere eventualmente concordata con gli Enti competenti per la caratterizzazione dello stato della qualità dell'aria ante operam nelle zone più prossime all'intervento e in particolare al confine dell'area portuale e ai recettori antropici più vicini (es. aree di ristoro lungo il litorale).

### **10.1.2 Fase di Esercizio**

Il monitoraggio della qualità dell'aria durante la fase di esercizio potrà essere condotto con riferimento alle centraline esistenti eventualmente integrate con punti di misura addizionali negli stessi punti individuati per la fase ante-operam, come descritto al paragrafo precedente.

## **10.2 RUMORE**

### **10.2.1 Fase Ante-Operam**

Il Comune di Santa Giusta è dotato di un Piano di Zonizzazione Acustica descritto nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA. Non risultano attive stazioni di monitoraggio del rumore in prossimità dell'area a progetto. Una campagna di monitoraggio dedicata potrà essere eventualmente concordata con gli Enti competenti per la caratterizzazione del rumore di fondo nelle zone più prossime all'intervento e in particolare al confine dell'area di impianto e ai recettori antropici più vicini (es. aree di ristoro lungo il litorale).

### **10.2.2 Fase di Esercizio**

Il monitoraggio del rumore in fase di esercizio potrà essere effettuato negli stessi punti di misura della fase ante operam al fine di confrontare i valori di livello di rumore misurati con quelli rilevati prima della realizzazione dell'opera.

## RIFERIMENTI

Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEG), 2015, Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta.

Cassa Depositi e Prestiti (CDP), 2013, Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo.

Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (CIPOR), 2015, informazioni ricevute tramite mail il 6 Luglio 2015.

Danish Marine Authority, 2012, North European LNG Infrastructure Project – A Feasibility Study for an LNG Filling Station Infrastructure and Test of Recommendations.

European Environment Agency (EEA), 2013, EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook.

ENTEC UK Ltd, 2002, Quantification of emissions from ships associated with ship movements between ports in the European Community, Final Report.

International Gas Union (IGU), 2015, World LNG Report.

IPPC, 2006, Reference Document on the Application of Best Available Techniques on Emissions from Storage.

Gas LNG Europe (GLE), 2015, Small Scale LNG Map – Existing & Planned Infrastructure for Sea-Road-Waterways Transport.

Gruppo Tecnico Ristretto (GTR), 2007, Linee Guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi.

International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), 2015, Annual Report 2015.

Regione Sardegna, 2014, Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna, Proposta Tecnica.

Unione Petrolifera (UP), 2015, Relazione Annuale.

## SITI WEB CONSULTATI

Associazione Nazionale Depositi Costieri Olii Minerali (ASSOCOSTIERI), [www.assocostieri.it](http://www.assocostieri.it)

Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (CIPOR), [www.ciporistano.it](http://www.ciporistano.it)

Gas Infrastructure Europe (GIE), [www.gie.eu](http://www.gie.eu)

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), [www.sviluppoeconomico.gov.it](http://www.sviluppoeconomico.gov.it)