

REV./ Rev.	STATO/ Status	DESCRIZIONE / Description	DATA/ Date	REDATTO/ Compiled by	VERIFICATO/ Checked by	APPROVATO/ Approved by
0	FUS	Emissione per lter Autorizzativo	22/01/2021	GB/AF/SG/GP/ AO/FS	PB	TDM



PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA DEPOSITO COSTIERO LNG DI NAPOLI

In accordo all'art.5, comma 1, lettera g) del D.Lgs.152/2006



**Co-financed by the Connecting Europe
Facility of the European Union**

INDICE / TABLE OF CONTENTS

1	INTRODUZIONE	5
1.1	BACKGROUND	5
1.2	SCOPO E CONTENUTO DEL DOCUMENTO.....	5
1.3	STRUTTURA DEL DOCUMENTO	5
2	DEFINIZIONI E ACRONIMI	7
2.1	DEFINIZIONI	7
2.2	ACRONIMI.....	7
3	CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	8
3.1	LOCALIZZAZIONE	8
3.2	OBIETTIVI E BREVE DESCRIZIONE DEL PROGETTO	10
3.3	FASI DEL PROGETTO.....	13
4	PLANIMETRIA DI IMPIANTO	14
4.1	AREA PARCHEGGIO.....	14
4.2	DISPOSIZIONE DELLE APPARECCHIATURE E DELLE STRUTTURE DI IMPIANTO.....	15
5	PROCESSO	20
5.1	COMPOSIZIONE DEL LNG	20
5.2	PERFORMANCE DI IMPIANTO	20
5.3	DETTAGLI IMPIANTISTICI.....	21
5.3.1	<i>Unità 1: Attracco Navi Metaniere e Bettoline con Sistemi di Carico/Scarico LNG</i>	21
5.3.2	<i>Unità 2: Attracco Bettoline con Sistemi di Carico LNG e Bunkeraggio</i>	22
5.3.3	<i>Unità 3: Stoccaggio LNG</i>	23
5.3.4	<i>Unità 4: Gestione BOG</i>	25
5.3.5	<i>Unità 5: Baie di Carico Autocisterne</i>	27
5.3.6	<i>Unità 6: Sistema di Rilascio/Torcia</i>	28
5.3.7	<i>Unità 7: Sistemi Ausiliari e di Servizio</i>	28
5.3.8	<i>Unità 8: Sistema Antincendio</i>	29
5.4	MODALITÀ OPERATIVE	30
5.4.1	<i>Stoccaggio LNG (Holding)</i>	30
5.4.2	<i>Scaricamento da Nave Metaniera o Bettoline</i>	31
5.4.3	<i>Caricamento Bettoline</i>	33
5.4.4	<i>Caricamento/Scarico Autocisterne</i>	36
5.4.5	<i>Trans-shipment</i>	38
6	PRINCIPALI ATTIVITA' ED OPERE CIVILI	40
6.1	OPERE CIVILI DI NUOVA REALIZZAZIONE	40
6.1.1	<i>Serbatoio di stoccaggio LNG</i>	40
6.1.2	<i>Fabbricato aria strumenti</i>	41
6.1.3	<i>Edificio compressori BOG</i>	41
6.1.4	<i>Edificio sala controllo</i>	42
6.1.5	<i>Jetty control room</i>	43
6.1.6	<i>Cabina elettrica</i>	44
6.1.7	<i>Edificio antincendio</i>	44
6.1.8	<i>Baie di carico autocisterne</i>	45
6.1.9	<i>Pipe-Rack</i>	46
6.1.10	<i>Torcia</i>	47

6.1.11	<i>Struttura di sostegno dei bracci di carico</i>	47
6.1.12	<i>Ganci di ormeggio e fender</i>	47
6.1.13	<i>Sottoservizi</i>	48
6.1.14	<i>Parcheggio di attesa autobotti</i>	49
6.1.15	<i>Viabilità interna e sistemazioni esterne</i>	49
6.2	PRINCIPALI ATTIVITÀ CIVILI PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	50
6.2.1	<i>Attività preliminari</i>	50
6.2.2	<i>Svuotamento e Bonifica Impianti</i>	51
6.2.3	<i>Demolizioni</i>	51
6.2.4	<i>Preparazione del sito</i>	56
6.2.5	<i>Interventi di consolidamento della banchina attuale</i>	57
7	SISTEMA ELETTRICO	58
7.1	DESCRIZIONE GENERALE	58
7.2	PUNTI DI INTERCONNESSIONE	59
7.3	SICUREZZA ELETTRICA	59
7.4	SCARICHE ATMOSFERICHE (LIGHTNING)	59
8	SISTEMI DI SICUREZZA E CONTROLLO	60
8.1	INTRODUZIONE	60
8.2	SISTEMA DI CONTROLLO DISTRIBUITO (DCS)	60
8.3	SISTEMA DI ARRESTO DI EMERGENZA (ESD)	60
8.4	FIRE&GAS SYSTEM (F&G SYSTEM)	62
8.5	MISURE E CAMPIONAMENTO	62
9	INTEGRITA' DI IMPIANTO, SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE	64
9.1	INTRODUZIONE	64
9.2	INTEGRITA DELL'IMPIANTO	64
9.2.1	<i>Integrità strutturale</i>	64
9.2.2	<i>Integrità Meccanica</i>	65
9.3	FILOSOFIA DI ISOLAMENTO	65
9.4	SISTEMI DI DEPRESSURIZZAZIONE DI EMERGENZA	65
9.5	SISTEMI DI SICUREZZA FUNZIONALE (STRUMENTALI) E DI EMERGENCY SHUT-DOWN	66
9.6	MISURE DI PREVENZIONE E PROTEZIONE CONTRO GLI INCENDI	66
9.7	SISTEMI DI CONTENIMENTO E DRENAGGI	67
9.8	SISTEMI DI SECURITY	67
9.9	EVACUAZIONE E GESTIONE DELL'EMERGENZA	68
10	DESCRIZIONE DELLE FASI REALIZZATIVE	70
10.1	AREE DI INTERVENTO E ACCESSIBILITÀ	70
10.2	FASI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	71
10.3	CRONOPROGRAMMA PRELIMINARE	72
10.4	ORGANIZZAZIONE DELLA FASE COSTRUTTIVA	72
10.5	MEZZI UTILIZZATI IN FASE DI CANTIERE	73
10.6	IDENTIFICAZIONE PRELIMINARE DELLE FASI REALIZZATIVE	73
10.6.1	<i>Fase 1 – Macrofase 1</i>	74
10.6.2	<i>Fase 1 – Macrofase 2</i>	74
10.6.3	<i>Fase 1 – Macrofase 3</i>	75
10.6.4	<i>Fase 1 – macrofase 4</i>	76
10.6.5	<i>Fase 1 – Macrofase 5</i>	77
10.6.6	<i>Fase 1 – Macrofase 6)</i>	78
10.6.7	<i>Fase 2 – Macrofase 1</i>	79
10.6.8	<i>Fase 2 – Macrofase 2</i>	80
10.6.9	<i>Fase 2 – Macrofase 3</i>	81
10.7	FORNITURE DI CANTIERE	83



IMPIANTO / Plant

DEPOSITO COSTIERO LNG - NAPOLI

TITOLO/Title

PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA

Foglio/Page 4 di/of

Codifica Doc./ Doc. code

PA90AUKJ102

Rev.0 del/of 04/03/2021

10.8	DETERMINAZIONE PRELIMINARE DEI VOLUMI DI SCAVO	84
11	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE TECNICHE	85
11.1	LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	85
11.2	CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA.....	86
11.3	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	86
12	NORME E STANDARD	88
12.1	LEGISLAZIONE APPLICABILE	88
12.2	NORME E STANDARD DI RIFERIMENTO	88
13	DOCUMENTAZIONE PROGETTUALE DI RIFERIMENTO	102
	ALLEGATO 1: PLANIMETRIA	103
	ALLEGATO 2: PLANIMETRIA PERCORSI TUBAZIONI PRINCIPALI	104
	ALLEGATO 3: PFD	105
	ALLEGATO 4: DISEGNI ARCHITETTONICI.....	106

1 INTRODUZIONE

1.1 Background

Edison e Kuwait Petroleum Italia (insieme di seguito "il Proponente") hanno siglato un accordo di cooperazione per lo sviluppo congiunto del deposito costiero LNG di piccola taglia avente una capacità utile di 20.000 metri cubi da realizzarsi all'interno del Porto di Napoli, sul Molo Vigliena all'interno della Darsena Petroli ("Progetto").

In tale contesto il Proponente ha sviluppato le attività di ingegneria autorizzativa e si appresta all'avvio delle attività di FEED (Front End Engineering Design), sulla base dei risultati di specifiche indagini geotecniche in corso al momento della stesura del presente documento.

Il Progetto prevede la ricezione di LNG tramite navi metaniere e bettoline con capacità massima di circa 30.000 m³, lo stoccaggio del LNG all'interno di un serbatoio verticale a pressione atmosferica ad integrità totale di capacità utile pari a 20.000 m³, il caricamento del LNG su autobotti, isocontainer e su navi bettoline, lo scarico di bio-LNG da autobotti, nonché la possibilità di eseguire operazioni di bunkeraggio e di transhipment.

1.2 Scopo e contenuto del documento

Il presente documento costituisce lo Studio di Fattibilità Tecnica, in accordo all'art.5, comma 1, lettera g) del D.Lgs.152/2006 per il Deposito Costiero LNG di cui al paragrafo 1.1.

Lo Studio di Fattibilità riporta le principali caratteristiche funzionali, tecniche e gestionali dell'impianto, descrive le fasi di realizzazione dell'impianto e include l'analisi delle possibili alternative rispetto alla soluzione realizzativa individuata. Il documento infine ha lo scopo di evidenziare i principi HSE (Health, Safety and Environment) che verranno adottati affinché siano garantiti il rispetto e l'aderenza dell'impianto ai requisiti di legge e di policy aziendale del Proponente per la salvaguardia della Sicurezza, dell'Ambiente e della Salute dei lavoratori e della cittadinanza.

1.3 Struttura del documento

Il documento è così strutturato:

- Il presente capitolo 1 include l'introduzione e specifica lo scopo del documento
- Il capitolo 2 riporta le principali definizioni e gli acronimi utilizzati
- Il capitolo 3 riporta le caratteristiche dell'impianto, definendone i requisiti funzionali e prestazionali
- Il capitolo 4 illustra i criteri considerati per la definizione della planimetria di impianto e ne fornisce una descrizione in termini di disposizione delle apparecchiature e delle principali infrastrutture
- Il capitolo 5 riporta i principali parametri di processo ed una descrizione dell'impianto e delle diverse modalità operative dello stesso
- Il capitolo 6 descrive le principali nuove opere civili che saranno realizzate
- Il capitolo 7 contiene una descrizione del sistema elettrico

- Il capitolo 8 contiene una descrizione dei sistemi di sicurezza e controllo
- Il capitolo 9 si focalizza sugli aspetti relativi alla sicurezza dell'impianto
- Il capitolo 10 riporta dettagli sulla cantierizzazione e sulle fasi costruttive dell'impianto
- Il capitolo 11 analizza le alternative progettuali
- Il capitolo 12, per completezza, elenca le norme e gli standard che saranno utilizzati per il progetto
- L'allegato 1 riporta la planimetria dell'impianto
- L'allegato 2 riporta il piping arrangement preliminare
- L'allegato 3 include i PFD (Process Flow Diagram)
- L'allegato 4 include, a titolo esemplificativo, gli architettonici preliminari dei principali edifici previsti in impianto

2 DEFINIZIONI E ACRONIMI

2.1 Definizioni

Saranno utilizzate queste definizioni:

Proponente	EDISON e KUWAIT PETROLEUM ITALIA (KUPIT)
Progetto	Napoli – Deposito Costiero LNG di piccola taglia avente una capacità utile di 20.000 metri cubi da realizzarsi all'interno del Porto di Napoli, sul Molo Vigliena all'interno della Darsena Petroli

2.2 Acronimi

In aggiunta agli acronimi di uso comune, per i quali non si riporta la definizione, saranno utilizzati all'interno del presente documento i seguenti, di seguito elencati laddove non direttamente esplicitati nel testo:

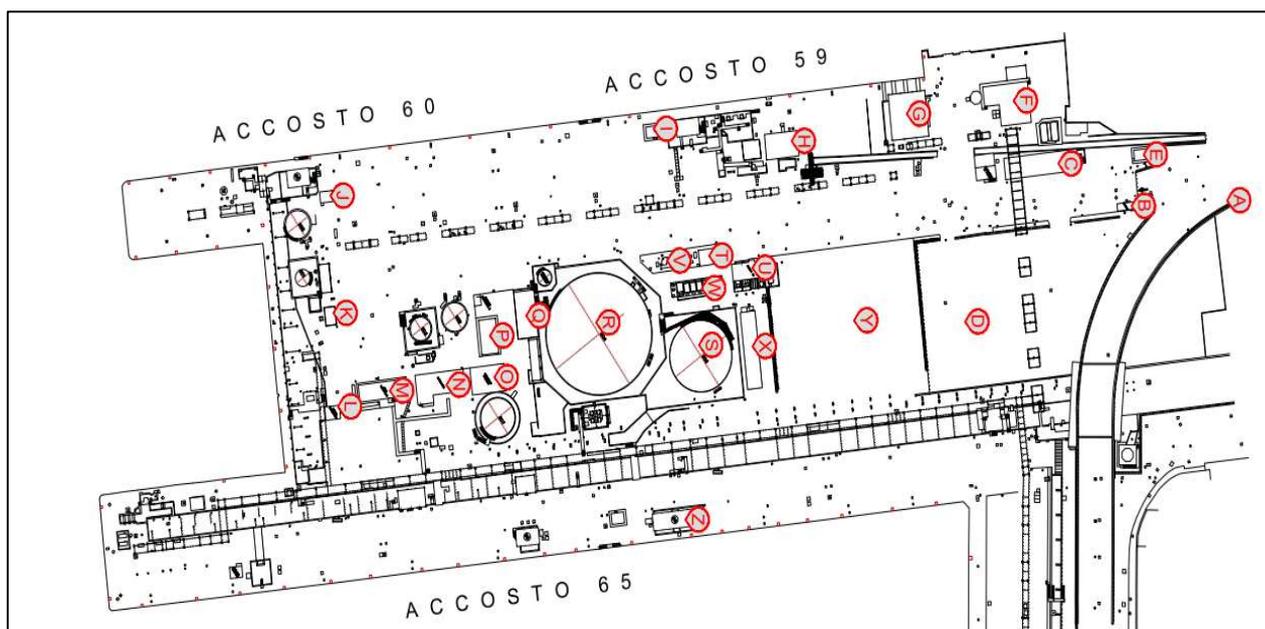
AdSP	Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Centrale
AT	Alta Tensione
BOG	Boil Off Gas
CGV	Colonne in Ghiaia Vibrocompattate
ESD	Emergency Shut Down
FEED	Front End Engineering Design
FSU	Floating Storage Unit
ISPS	International Ship and Port Facility Security
LNG	Liquefied Natural Gas
MCI	Motore a Combustione Interna
MT	Media Tensione
NFPA	National Fire Protection Association
s.l.m.m.	sul livello medio mare
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione
UPS	Uninterruptible Power Supply
DCS	Distributed control system
PLC	Programmable logic controller
SIL	Safety Integrity Level
TTS	Terminal to Ship (bunkeraggio diretto)

3 CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

3.1 Localizzazione

L'impianto sarà realizzato all'interno del Porto di Napoli, sul Molo Vigliena, parte della Darsena Petroli. E' prevista inoltre la realizzazione di un'area di parcheggio per le autobotti e le autocisterne, esterna al Molo, nelle immediate vicinanze dello stesso.

La planimetria seguente riporta lo stato di fatto dell'area sul Molo Vigliena.



La futura area di impianto è attualmente raggiungibile mediante viabilità esistente attraverso un punto di accesso presidiato, localizzato a nord dell'area. L'accesso all'impianto, una volta realizzato il progetto di nuova viabilità portuale, avverrà sfruttando la viabilità a raso al di sotto del nuovo viadotto.

Il Molo Vigliena è in area SIN ed attualmente ospita impianti ed infrastrutture per la movimentazione di idrocarburi, che sono sotto la gestione operativa di KUPIT (Kuwait Petroleum Italia) in accordo alla "Ordinanza della Capitaneria di Porto 28/89" e relativi regolamenti.

Sul Molo Vigliena sono presenti ed operativi i seguenti accosti: 59, 60 (localizzati sulla parte ovest del molo), 61, 62 (localizzati in testa al molo) e 65 (localizzato sulla parte est).

La tabella seguente riporta l'uso corrente per gli accosti.

Accosto	Uso corrente
n. 59	Importazione idrocarburi
n. 60	Bunkeraggio
n.61	Bunkeraggio
n.62	Bunkeraggio
n. 65	Importazione idrocarburi

Si sottolinea che le operazioni relative al trasferimento dell'olio combustibile in futuro, prima della realizzazione del Progetto potrebbero essere rilocate all'attracco 69.

Il regolamento in vigore identifica il pescaggio e i vincoli geometrici per l'utilizzo dei diversi attracchi, in particolare per gli attracchi principali:

Attracco 65

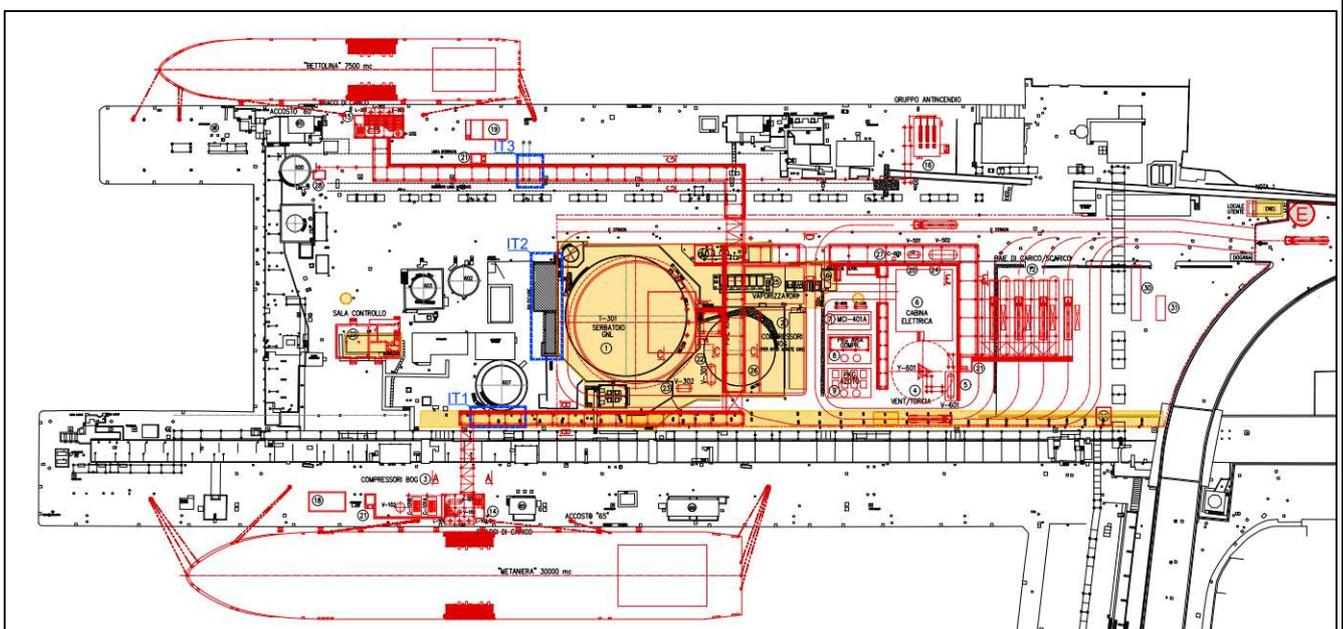
- 1) 30m di distanza minimo tra la radice del molo e la nave attraccata;
- 2) divieto di sporgere oltre la testa del molo da parte della nave attraccata
- 3) pescaggio autorizzato: 11.0m

Attracco 60 e 59

- 1) 20m di distanza minima tra la radice del pontile e la nave attraccata
- 2) divieto di sporgere oltre la testa del molo da parte della nave attraccata
- 3) 20m di distanza minima tra le navi ormeggiate all'attracco 59 ed al 60 in caso di contemporaneità.
- 4) pescaggio autorizzato: 8.4m (attracco 59) e 9m (attracco 60)

Al fine di realizzare il Progetto, parte delle infrastrutture esistenti saranno rimosse.

Le principali strutture che saranno rimosse per la realizzazione del deposito costiero di LNG sono evidenziate in arancione nella planimetria seguente, che mostra lo stato di fatto e in rosso le nuove strutture impiantistiche da realizzare.



Si sottolinea che la sala di controllo attualmente presente (identificata con la lettera "M" nella planimetria dello stato di fatto) sarà demolita e ricostruita nella medesima area.

Nelle fasi più avanzate di ingegneria saranno identificate in maggiore dettaglio, qualora necessario, le eventuali strutture ed apparecchiature esistenti che sarà necessario rilocare per la realizzazione del deposito costiero.

La seguente tabella riporta l'uso futuro, nell'ambito del Progetto, degli attracchi che saranno utilizzati per la movimentazione del LNG. Sia l'attracco 65 che l'attracco 60 non saranno ad uso esclusivo della movimentazione del LNG.

Attracco	Uso futuro	Fase (*)
n. 65	Metaniera LNG e bettoline	1 e 2
n. 60	Bettoline e bunkeraggio diretto	2

(*): si faccia riferimento al paragrafo 3.2 e 3.3 per ulteriori dettagli

In linea generale, il Deposito costiero sarà progettato considerando le funzionalità operative richieste in Darsena Petroli. L'attracco 59, adiacente all'attracco 60, rimarrà operativo per le operazioni di movimentazione di idrocarburi. Allo stesso modo, le operazioni di bunkeraggio agli attracchi 61 e 62 continueranno ad essere effettuate anche in futuro. Come anticipato si sottolinea che le operazioni relative al trasferimento dell'olio combustibile, prima della realizzazione del Progetto, potrebbero essere rilocate all'attracco 69.

3.2 Obiettivi e breve descrizione del Progetto

Il Progetto di Deposito Costiero LNG prevede lo sviluppo e la realizzazione delle infrastrutture, dei sistemi e delle apparecchiature necessarie e adeguate a consentire il minimo impatto ambientale, la massima flessibilità di accesso per i mezzi di carico e/o scarico, e la massima compatibilità con le attività già operanti nella darsena nella massima attenzione a tutte le normative di sicurezza e ambientali.

L'esperienza di Kupit ha permesso di tenere conto, fin dalle prime fasi di progettazione, dell'esistenza di altre attività che operano sulle medesime banchine, per cui le soluzioni progettuali hanno avuto come obiettivo quello di minimizzare le interferenze, anche al fine di aumentare la velocità e flessibilità nelle operazioni di trasferimento del LNG.

Inoltre, sempre nell'ottica di garantire la compatibilità del nuovo traffico derivante dal nuovo impianto con le attività già operative sulle Darsena Petroli, in un contesto di mercato che prevede un forte sviluppo nel prossimo decennio dell'uso dei carburanti alternativi a minor impatto ambientale come il LNG, ma che ad oggi non vede ancora natanti a LNG presenti nei porti Italiani e una percentuale in crescita esponenziale ma ancora molto limitata dei mezzi pesanti circolanti con propulsione a LNG, rende vincente l'adozione di una filosofia progettuale graduale dello sviluppo del progetto. Il progetto infatti prevede di installare la quarta baia di carico e realizzare

gli impianti per l'uso della seconda banchina (molo 60) nel momento in cui le esigenze di movimentazione di LNG saturassero le capacità di ricezione del molo 65 o la capacità iniziale di caricamento delle autobotti.

In tale contesto è evidente che la possibilità di consentire l'attracco ad un'ampia gamma di taglie di navi e allo stesso tempo garantire la possibilità di caricare autobotti di diverso tipo, ovvero di includere anche gli isocontainer, è un vantaggio che il progetto di Edison/Kupit ha adottato nelle soluzioni progettuali fin dalle prime fasi, basandosi anche sull'esperienza del progetto del deposito costiero LNG di Ravenna che ha consentito di fare, già in fase preliminare, considerazioni robuste sia dal punto di vista tecnico che economico.

Non meno importante poi anche la predisposizione delle soluzioni tecniche per offrire capacità di stoccaggio al Bio-LNG, prodotto dai futuri impianti di numerosi fornitori che lavorano necessariamente in continuo e potrebbero necessitare di capacità di stoccaggio.

Infine, ma non ultimo, i criteri di progettazione sono orientati a realizzare e gestire un impianto che minimizzi le interruzioni di servizio anche durante le attività di manutenzione ordinaria.

A dimostrazione di quanto detto il progetto Edison/Kupit offre:

- Ormeaggio per le operazioni di scarico e/o di carico di navi metaniere e barche con lunghezza indicativamente compresa tra 80 e 180 metri e pescaggio tra i 4,5 e gli 8,5 metri, orientativamente riferibili a mezzi con capacità di stoccaggio LNG tra 4.000 m³ e 30.000 m³;
- Trasferimento del LNG dalle metaniere/barche al deposito. Il trasferimento verrà effettuato da metaniere/barche con capacità compresa da circa 7.500m³ a circa 30.000m³;
- Stoccaggio del LNG in un serbatoio atmosferico verticale ad integrità totale (di tipo full containment o a membrana) di capacità utile pari a 20.000m³ (capacità geometrica dell' "inner tank" circa 24.000 m³; tale valore, fermo restando il volume utile specificato, potrebbe variare sulla base dell'ottimizzazione del design di dettaglio e in funzione del fornitore che sarà selezionato per la realizzazione del serbatoio);
- Gestione del BOG che si genera in impianto: si sottolinea che l'impianto è concepito secondo la filosofia del "no flaring", ovvero non prevede l'invio di gas alla torcia (che è di sola emergenza) durante le normali condizioni operative. Il BOG naturalmente generato - al netto delle quantità utilizzate per alimentare un singolo motore a combustione interna (MCI) per fornire energia a carichi essenziali di impianto - sarà inviato ad una rete di distribuzione/trasporto di gas con capacità adeguate;
- Caricamento del LNG su autobotti e isocontainer tramite quattro baie di carico (**), assicurando la compatibilità con il posizionamento laterale (sia lato guida che passeggero) o posteriore dei punti di travaso; questo grazie alla configurazione di peso della lunghezza di 24 metri adeguate a garantire il diverso posizionamento della autobotte (o isocontainer) durante il carico e alla installazione di una baia con doppio skid di caricamento, permettendo così a tutte le tipologie di autobotti oggi in circolazione di poter caricare il LNG presso il Deposito di Napoli. Si sottolinea inoltre l'ulteriore flessibilità operativa derivante dalla possibilità di eseguire presso le baie di carico le eventuali operazioni di cool-down o depressurizzazione delle autocisterne qualora arrivassero in impianto a temperatura ambiente o ad elevata pressione;
- Scarico di bio-LNG da autobotti utilizzando una delle baie di carico previste in impianto. Questa operazione necessita di potere gestire l'eventuale differenziale di pressione tra il deposito (a pressione atmosferica) e l'autobotte (la cui pressione arriva fino ad alcuni bar) introducendo

quindi una complessità progettuale con relative implicazioni tecniche ed economiche, tuttavia di grande importanza per gli obiettivi di fornitura di un carburante sempre meno impattante.

Dal punto di vista operativo/gestionale l'impianto permette:

- la gestione di operazioni di scarico metaniera e contemporaneo carico bettolina (transshipment)(*);
- la contemporaneità delle operazioni di carico delle autobotti/isocontainer e carico/scarico delle navi metaniere/bettoline
- la gestione delle operazioni di carico delle autobotti/isocontainer mediante 4 baie di carico (**) 6 giorni a settimana, 16 ore al giorno, eventualmente estendibili a 24 ore e a 7 giorni a settimana
- la gestione di operazioni di carico e scarico delle navi metaniere/bettoline su 24 ore, 7/7.
- la possibilità di bunkeraggio diretto attraverso un braccio flessibile (*);
- la massimizzazione della continuità sulla base di una filosofia progettuale che prevede la ridondanza dei sistemi essenziali

Le funzionalità indicate con (*) saranno presenti nella configurazione finale di impianto (fase 2) mentre tutte le rimanenti funzionalità elencate saranno operative sino dalla prima fase (fase 1) del Progetto.

(**): Le baie di carico previste in fase 1 saranno pari a 3; nella fase 2 sarà aggiunta una ulteriore baia di carico per un totale di 4 baie installate.

Si sottolinea che la massimizzazione dell'operatività citata sopra, viene perseguita adottando i seguenti criteri generali:

- Adozione di appropriati criteri di sovradimensionamento in fase di progettazione;
- Installazione di apparecchiature di riserva adottando una filosofia N+1 per i servizi in continuo la cui interruzione possa implicare una perdita di produzione significativa o sia considerata critica dal punto di vista della sicurezza e dell'ambiente;
- Scelta di fornitori qualificati e referenziati per l'acquisto e il montaggio delle apparecchiature
- Programmi di manutenzioni mirati sulla base di contratti di servizio specifici con l'obiettivo di identificare il programma di interventi e manutenzioni più idoneo per prevenire i malfunzionamenti o i fuori servizio non programmati

Al fine di garantire le funzionalità elencate l'impianto sarà dotato di tutti i necessari sistemi ausiliari e di servizio (aria, azoto, acqua industriale), di sicurezza e di controllo.

Il Progetto del deposito costiero, che sarà di tipo presidiato 24/7 con personale altamente specializzato, prevede oltre alla realizzazione delle parti impiantistiche e delle relative infrastrutture, la realizzazione di edifici per il personale: sarà prevista una nuova sala controllo, che sorgerà al posto della attuale, dalla quale verrà gestito e supervisionato l'intero deposito nonché le altre operazioni che saranno svolte in Darsena Petroli e che sorgerà al posto della attuale. Due ulteriori locali saranno previsti in prossimità degli attracchi 60 e 65 per monitorare al meglio le operazioni di carico e scarico del LNG. Per la gestione delle baie di carico è previsto un locale ufficio in prossimità delle stesse mentre un ulteriore locale amministrativo è previsto nell'area di parcheggio delle autocisterne, collocato esternamente al Molo Vigliena. Sono inoltre

parte del Progetto un nuovo locale elettrico e un edificio per ospitare il sistema di compressione de BOG in rete. Per quanto riguarda magazzino e gli altri locali di servizio per il personale di impianto verranno utilizzati gli edifici già attualmente disponibili sul Molo Vigliena.

Per ulteriori dettagli sulla consistenza dell'impianto si faccia riferimento al capitolo 6.

3.3 Fasi del Progetto

Come anticipato nel capitolo 3.2, il Progetto sarà realizzato in due fasi distinte e successive (fase 1 e fase 2). Nella prima fase (fase 1) è prevista l'installazione dei seguenti sistemi principali:

- apparecchiature e sistemi di carico/scarico LNG nella zona di attracco della banchina 65;
- serbatoio di stoccaggio LNG e relative pompe di rilancio LNG;
- tre baie di carico autobotti, di cui una in grado di permettere anche lo scarico di bio-LNG e il collegamento dei veicoli da entrambi i lati;
- sistemi di gestione del BOG composti dal sistema di venting, dalla unità di generazione elettrica per gli autoconsumi di impianto e dal sistema di compressione ed invio del BOG in rete.

La seconda fase (fase 2) comporterà il completamento del progetto con l'installazione delle apparecchiature di carico e bunkeraggio LNG sulla banchina di accosto 60 e di un'ulteriore baia di carico autocisterne.

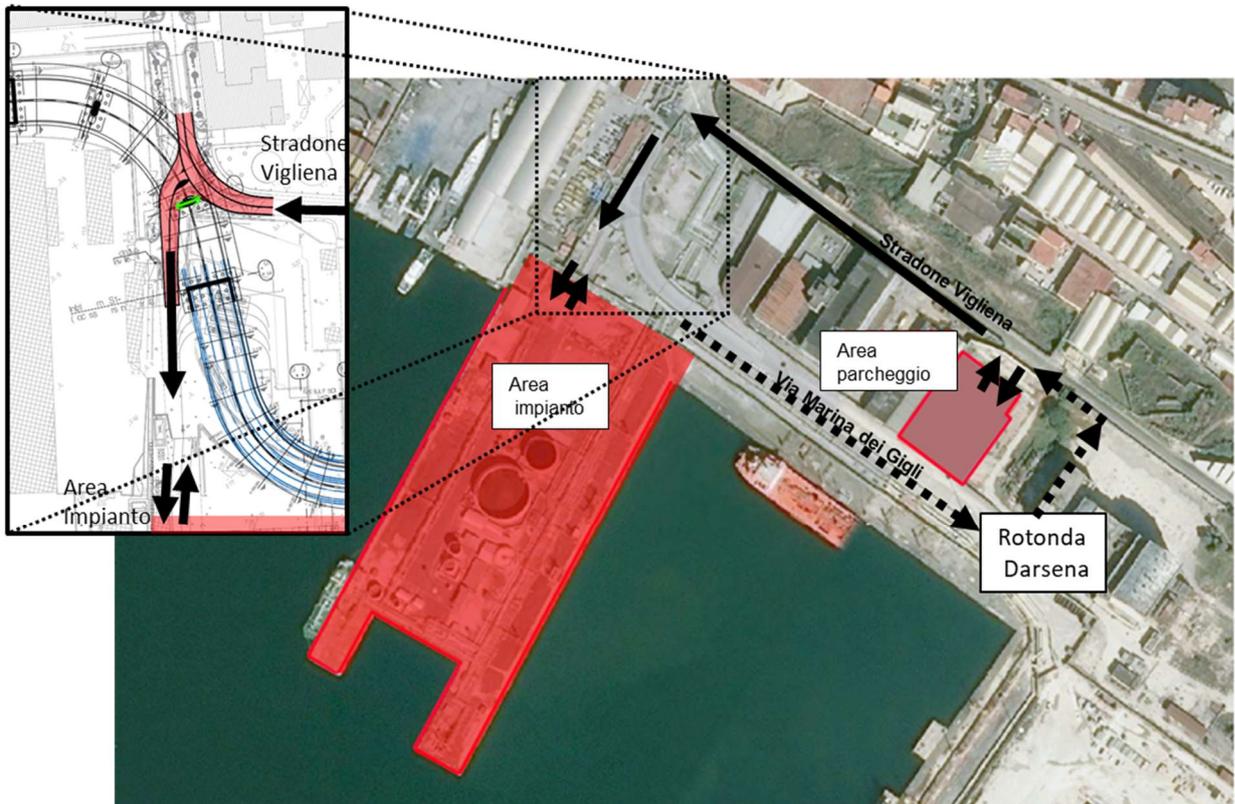
4 PLANIMETRIA DI IMPIANTO

4.1 Area parcheggio

Come anticipato nel capitolo 3.1 la parte impiantistica del progetto si sviluppa integralmente sul Molo Vigliena, ad eccezione dell'area di parcheggio per le autobotti per la quale è stata identificata un'area disponibile esterna al Molo, nelle immediate vicinanze dello stesso. L'accesso all'area di parcheggio e il traffico tra la stessa e l'area di impianto potrà avvenire tramite la viabilità a raso e risulta compatibile con la futura viabilità portuale. Con la nuova viabilità i veicoli per accedere all'impianto potranno utilizzare la nuova sopraelevata e la futura rotonda Darsena, collocata nei pressi dell'ormeggio 69, lungo via Marina dei Gigli, la strada di collegamento tra la stessa e lo Stradone Vigliena, quest'ultimo ed entrare quindi in impianto utilizzando l'intersezione a raso posta sotto la nuova sopraelevata. In uscita i veicoli potranno utilizzare lo stesso percorso in direzione opposta.

La posizione dell'area di parcheggio e dell'area impianto è visibile nella planimetria di seguito riportata, che riporta anche indicazione della viabilità in ingresso/uscita impianto, con particolare riferimento alla compatibilità con la futura viabilità portuale.

Intersezione a raso con sopraelevata



L'area al momento identificata, visibile nell'immagine seguente, ha dimensioni adeguate al parcheggio ed alla manovra di quattro autobotti.

Nell'area di parcheggio è prevista la realizzazione di un edificio con funzione di stazione di ricevimento ed attesa per le autobotti che saranno in seguito autorizzate all'ingresso in impianto al liberarsi delle baie di carico.



4.2 Disposizione delle apparecchiature e delle strutture di impianto

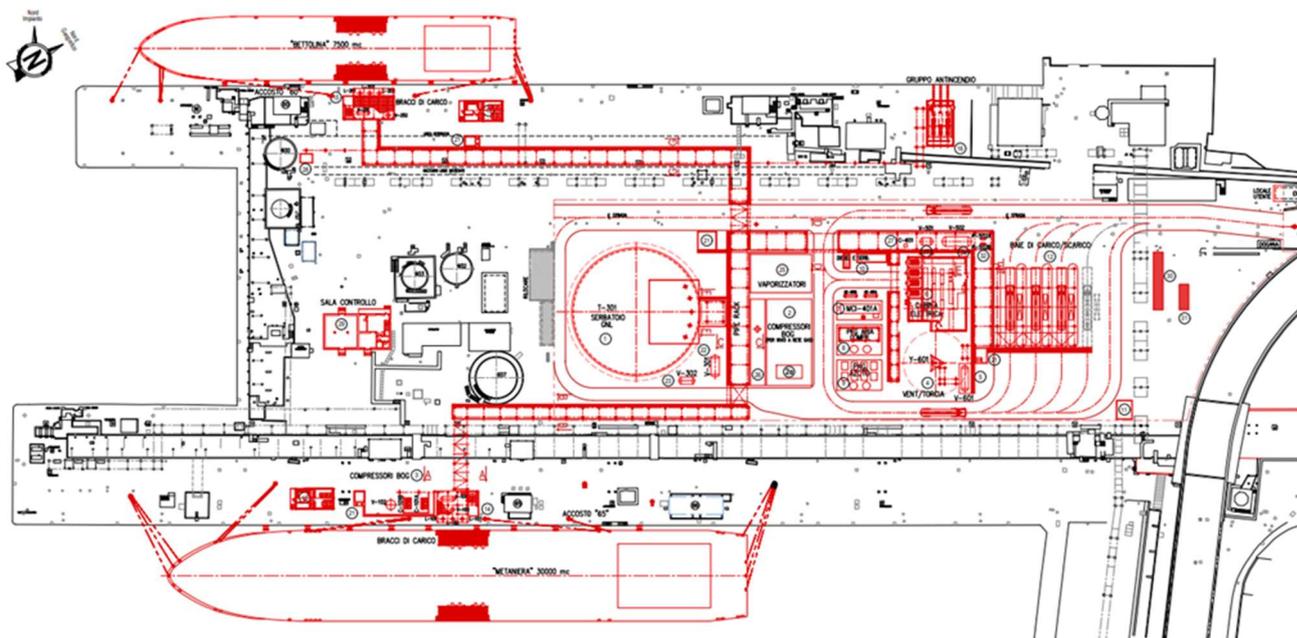
Il layout del deposito è riportato nell'Allegato 1 del presente documento e per pronto riferimento nella figura sottostante.

Nell'allegato 2 è riportato il piping arrangement preliminare, nel quale sono visibili i percorsi delle tubazioni principali, in accordo alla planimetria di impianto definita.

Il layout è stato sviluppato considerando i requisiti funzionali delle varie parti di impianto, i vincoli fisici presenti nell'area e con l'obiettivo di minimizzare le interferenze con l'esistente.

Dal punto di vista della sicurezza, la configurazione planimetrica è stata definita, nel rispetto dei vincoli al contorno in termini di spazi utilizzabili e di interazione con le infrastrutture già presenti sul Molo e la cui funzionalità e collocazione sarà mantenuta, con l'obiettivo di minimizzare l'occorrenza e le conseguenze di incidenti anche mediante sistemi di protezione attiva e/o passiva. L'impianto è comunque soggetto all'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità (NOF) in

accordo al D. Lgs. 105/15 e s.m.i. ed è stato predisposto il relativo Rapporto Preliminare di Sicurezza.



Durante la definizione della consistenza di impianto e lo sviluppo della relativa planimetria, sono stati tenuti in considerazione i seguenti fattori:

- Condizioni ambientali prevalenti
- Trasporti: problematiche legate alla movimentazione dei mezzi e il trasporto di sostanze
- Corretta disposizione e orientazione delle apparecchiature per assicurare la costruibilità, l'operabilità, gli eventuali interventi di manutenzione nonché l'evacuazione delle diverse aree di processo in caso di necessità
- Ventilazione: facilitazione della dispersione di gas infiammabili, contrastandone l'accumulo
- Sorgenti di rilascio: minimizzazione delle connessioni flangiate e strumenti in sovrannumero
- Sistemi di sicurezza: possibilità di protezione dagli eventi incidentali mediante sistemi di tipo attivo e/o passivo laddove necessario
- Aree presidiate: previste preferibilmente in aree lontane dalle zone con maggiore probabilità di eventi incidentali
- Misure di sicurezza antintrusione: evitare l'accesso a personale non autorizzato

Come anticipato al paragrafo 3.1 l'impianto prevede l'utilizzo dell'attracco n.65 (posizionato ad est del Molo Vigliena) durante la fase 1 mentre in fase 2, ossia nel momento in cui il traffico di bettoline fosse tale da interferire con le attività dell'attracco 65, l'impianto prevede l'utilizzo anche dell'attracco n.60 (posizionato a ovest del Molo Vigliena). All'attracco 65 lo sviluppo lineare dell'area interessata dall'attracco della metaniera di progetto è individuato preliminarmente in circa 250 metri. La disposizione della nave ormeggiata, dal punto di vista degli ingombri, è tale da consentire l'ormeggio di una ulteriore nave all'attracco 68.

All'attracco n.60, che sarà utilizzato per l'attracco delle sole bettoline, lo sviluppo lineare dell'area interessata dall'ormeggio della bettolina di progetto di dimensione maggiore è individuato

preliminarmente in circa 160 metri, mantenendo una porzione di banchina libera per l'ormeggio all'attracco n.59.

In banchina sarà necessario installare dei nuovi ganci di ormeggio a controllo automatico, in accordo alla normativa applicabile al LNG. Si prevede preliminarmente l'installazione di otto ganci all'attracco n.65, cinque dei quali in posizione arretrata rispetto alla linea di banchina per consentire l'adeguato angolo di lavoro alle funi di ormeggio, e, quando risulterà necessario, di sei ganci all'attracco n.60. La posizione dei ganci sarà tale da evitare che le funi interferiscano con le apparecchiature e strutture presenti in banchina. All'attracco 65 la posizione dei ganci è stata identificata al fine di garantire adeguato passaggio per eventuali mezzi di soccorso che debbano intervenire in banchina.

In aggiunta ai ganci di ormeggio in banchina saranno installate le apparecchiature/strutture necessarie per la movimentazione del LNG (e del boil off gas) dalla metaniera/bettolina all'impianto e dall'impianto alle bettoline.

In dettaglio saranno presenti le seguenti apparecchiature/strutture principali di seguito elencate:
Attracco n. 65:

- piattaforma di carico per l'installazione di tre bracci criogenici per la movimentazione del LNG:
 - 1 per il LNG
 - 1 per BOG
 - 1 ibrido (in grado di trasferire sia la fase liquida che gassosa)
- Pipe rack e tubazioni per il trasferimento del LNG e del BOG (e dei fluidi di servizio) tra l'area di impianto e i bracci di carico. Il piperack avrà altezza tale da consentire eventuale passaggio di mezzi di emergenza al di sotto dello stesso.
- Sala di controllo di banchina: la realizzazione in banchina di locale dedicato a garantire, come da normativa di riferimento, la visibilità sui bracci di carico e finalizzata a massimizzare il controllo durante le operazioni di trasferimento di LNG tra impianto e metaniere / bettoline.
- Compressori per l'invio eventuale alle metaniere del BOG che si genera in impianto in fase di scarico al fine di mantenere i serbatoi della metaniera nelle condizioni operative adeguate e come previsto dal sistema di gestione del BOG di impianto.
- Un bacino (impounding basin) per la raccolta di eventuali sversamenti accidentali di LNG alla piattaforma di carico o lungo il relativo tratto di piperack.
- Sistemi antincendio.

Attracco n. 60 (fase 2):

- piattaforma di carico per l'installazione di tre bracci criogenici per la movimentazione del LNG:
 - 1 per il LNG
 - 1 per BOG
 - 1 ibrido (in grado di trasferire sia la fase liquida che gassosa)
- manichette flessibili per le operazioni di bunkering diretto
- Pipe rack e tubazioni per il trasferimento del LNG e del BOG (e dei fluidi di servizio) tra l'area di impianto e i bracci di carico. Il pipe rack attraverserà la banchina ortogonalmente ad essa a partire dalla piattaforma di carico per poi svilupparsi in direzione parallela alla banchina stessa, ad est dell'esistente rack che supporta l'antincendio, per piegare quindi verso l'area di processo attraversando la viabilità interna ad altezza tale da non interferire con il traffico.

- Sala di controllo di banchina: la realizzazione in banchina di locale dedicato a garantire, come da normativa di riferimento, la visibilità sui bracci di carico è finalizzata a massimizzare il controllo durante le operazioni di trasferimento di LNG tra impianto e metaniere / bettoline.
- Un bacino (impounding basin) per la raccolta di eventuali sversamenti accidentali di LNG alla piattaforma di carico o lungo il relativo tratto di piperack.
- Sistemi antincendio.

L'esatta disposizione delle apparecchiature in banchina sarà ottimizzata nelle fasi successive della progettazione al fine di minimizzare ogni interferenza con le linee interrato presenti nell'area.

L'area destinata alle baie di carico è stata posizionata verso la radice del Molo, al fine di minimizzare il traffico delle autobotti verso la testa dello stesso. Sono previste quattro baie di carico (tre baie in fase 1). Ciascuna baia di carico sarà dotata di pesa per la misurazione del carico. Il caricamento è previsto tramite manichette flessibili, in analogia a quanto avviene nella maggior parte dei terminali in Europa dotati di infrastrutture per il carico di autobotti e in modo tale da permettere anche il carico di isocontainer.

Le autobotti raggiungeranno le baie entrando in impianto in corrispondenza dell'attuale varco doganale e circolando in senso antiorario attorno all'area di processo seguendo la nuova viabilità che verrà appositamente realizzata.

In corrispondenza delle baie di carico sarà realizzata una ulteriore corsia libera da utilizzare in caso di necessità. In prossimità delle baie, è prevista la realizzazione della postazione di lavoro del piazzalista, dalla quale potranno essere svolte operazioni gestionali ed amministrative relative alle operazioni di carico/scarico autobotti.

Il serbatoio criogenico occupa una significativa parte dell'area di impianto di nuova realizzazione, collocata a nord degli edifici e dei serbatoi esistenti e delimitata dalla nuova viabilità interna di impianto.

Il serbatoio avrà capacità utile di 20.000m³. Al fine di garantire la capacità utile del serbatoio, tenendo conto delle quote di operabilità minima per il funzionamento delle pompe e dei margini operativi e di sicurezza da considerare tra il massimo livello di riempimento e la sommità della parete verticale del tank, la capacità geometrica del serbatoio interno ("inner tank") sarà superiore a quella utile.

La geometria finale del serbatoio sarà definita con il coinvolgimento delle società di costruzione, con l'obiettivo di minimizzare l'altezza della struttura per ridurre l'impatto paesaggistico, nel rispetto dei vincoli di spazio dell'area ed evitando al contempo eccessive disproporzioni tra altezza e diametro che comporterebbero problemi strutturali.

A nord del serbatoio sarà posizionato il piperack che collegherà lo stesso alle due aree di banchina, al sistema di compressione del BOG per l'invio in rete e attraverso un ulteriore pipe rack che si sviluppa parallelo alla viabilità esistente, ad est della stessa, al motore a combustione interna e alle baie di carico.

I compressori per l'invio del BOG in rete saranno collocati all'interno di un edificio dedicato. In prossimità dello stesso, ad ovest, saranno installati i vaporizzatori e le altre apparecchiature necessarie per l'eventuale correzione delle proprietà calorifiche del gas da inviare in rete.

Spostandosi verso la radice del molo, separati dall'edificio destinato ad ospitare i compressori per l'invio del BOG in rete da viabilità interna è collocato il motore a combustione interna (MCI) alimentato da BOG e utilizzato per la produzione di energia elettrica per autoconsumo. Tale motore è ospitato in un apposito cabinato. Ad est del cabinato sono collocati il package azoto e il package per la produzione di aria per gli strumenti.

In prossimità del MCI è collocato il generatore diesel di emergenza con il suo serbatoio e a nord dello stesso il locale elettrico che contiene i quadri elettrici del nuovo impianto e prevede spazio per eventualmente ospitare anche i quadri elettrici dell'impianto esistente qualora venissero rilocati al suo interno. Si sottolinea infatti che tale locale elettrico sostituirà quello attualmente presente al Molo Vigliena che verrà demolito ai fini della realizzazione del deposito costiero LNG. A sud est del nuovo locale elettrico è posizionata la torcia, che avrà altezza tale da rispettare eventuali vincoli urbanistici e i valori di irraggiamento al suolo al perimetro di impianto, come previsto dalla normativa vigente.

E' prevista la realizzazione di un sistema antincendio dedicato, con rete ad anello su pipe rack dedicato e eventuale rete interrata laddove necessario. Il sistema sarà alimentato in caso di evento incidentale da acqua mare mediante nuove pompe che saranno collocate nella parte ovest del Molo Vigliena, in prossimità della stazione di pompaggio esistente, in una sala pompe dedicata, al fine di rispondere ai requisiti della normativa di riferimento che prevede che i sistemi critici (quali il sistema antincendio) rimangano operativi anche nelle condizioni di sisma più estreme.

La cabina di ricevimento rete in media tensione sarà un adeguamento della cabina esistente ed è collocata nei pressi dell'attuale varco doganale.

Una nuova sala controllo, realizzata nell'area attualmente occupata dalla esistente sala controllo della Darsena Petroli sarà unica per le operazioni attualmente previste in Darsena e per il deposito costiero LNG. Il disegno architettonico della nuova sala controllo, insieme a quello degli altri edifici principali, è riportato nell'Allegato 4.

Magazzino e spogliatoio già presenti sul Molo Vigliena verranno utilizzati ove necessario anche per il deposito LNG.

L'accesso e la viabilità interna all'impianto sono stati definiti al fine di garantire la possibilità di raggiungere le diverse aree di impianto in modo da agevolare ogni condizione operativa e di emergenza.

L'accesso all'area di impianto in particolare, come anticipato, corrisponde con l'attuale accesso al Molo Vigliena, presidiato da personale nell'apposita guardiania. Si sottolinea a tale proposito che il Deposito LNG si inserisce all'interno del perimetro di security soggetto a ISPS code, che garantisce l'accordo alla vigente normativa internazionale di security delle aree portuali.

5 PROCESSO

5.1 Composizione del LNG

La tabella seguente riporta le due composizioni estreme del LNG ricevibile al deposito, riferimento per la progettazione.

		LIGHT	HEAVY
Metano	% mol	99,71	88,91
Etano	% mol	0,09	8,42
Propano	% mol	0,03	1,59
I-Butano	% mol	0,01	0,37
Azoto	% mol	0,16	0,71
Ossigeno	% mol	0	0
Acqua	% mol	0	0
Peso Molecolare	kg / kmol	16,09	17,91
Densità liquido (1)	kg / m ³	425,2	462,4
T equilibrio (1)	°C	-162,1	-162,9

(¹) a 1,01325 bara.

5.2 Performance di impianto

Le performance attese dell'impianto sono riportate nella tabella seguente.

Descrizione	Unità	Valore
Capacità utile di progetto	m ³	20.000
Portata nominale scarico metaniera	m ³ /h	2.000
Portata massima carico bettoline	m ³ /h	2.000 (*)
Portata di carico autocisterne	m ³ /h	100
Numero di baie di carico per autocisterne	n.	3 (fase 1) 4 (fase 2)

(*): In funzione della configurazione delle pompe nel serbatoio di stoccaggio. La portata di 2.000 m³/h sarà garantita mediante l'installazione di due pompe di caricamento bettoline (P-314 e P-315). Con l'installazione di una sola pompa di caricamento bettoline (P-314) durante il giorno, con le baie di carico in servizio, il caricamento delle bettoline avrà un rateo fino a 1.000 m³/h mentre durante la notte, quando le baie di carico non sono in servizio, la portata di caricamento bettoline sarà aumentata utilizzando in parallelo la pompa P-314 e le pompe sommerse utilizzate di giorno per il carico autocisterne/isocontainer.

5.3 Dettagli impiantistici

In accordo con gli obiettivi del Progetto descritti al paragrafo 3.2 ed ai fini della descrizione nel presente Progetto di Fattibilità Tecnica il Deposito Costiero LNG di Napoli viene suddiviso nelle seguenti unità:

- Unità 1: Attracco navi metaniere e bettoline con sistemi di carico/scarico LNG;
- Unità 2: Attracco navi bettoline con sistemi di carico LNG (Fase 2);
- Unità 3: Stoccaggio LNG;
- Unità 4: Gestione BOG e sistema di send-out (Motore a Combustione Interna, Sistema di vaporizzazione e Gruppo compressori del BOG per conferimento a rete gas cittadina);
- Unità 5: Baie di carico autocisterne;
- Unità 6: Sistema di Rilascio/Torcia;
- Unità 7: Sistemi ausiliari e di servizio (generazione elettrica di emergenza, aria, azoto, acqua industriale, potabile);
- Unità 8: Sistemi antincendio;

Nei paragrafi seguenti viene approfondita la descrizione dell'impianto. Durante la lettura si faccia riferimento ai PFD (Process Flow Diagram) che sono inclusi nell'Allegato 3 della presente relazione e che riportano le apparecchiature previste e i sistemi di controllo fondamentali:

- PA90SPUK100_PFD - Unloading loading Storage Systems
- PA90SPUK101_PFD - BOG management system
- PA90SPUK102_PFD - Truck loading system
- PA90SPYK100_PFD - Blow down and flare systems

5.3.1 Unità 1: Attracco Navi Metaniere e Bettoline con Sistemi di Carico/Scarico LNG

In fase 1 le navi metaniere e le bettoline ormeggeranno presso l'esistente banchina posta sul lato est del molo Vigliena e identificata come accosto n. 65.

Per l'ormeggio delle navi di progetto verranno utilizzati ganci a scocco che prevedono la possibilità di sgancio rapido in caso di necessità, ad esempio nel caso sia necessario che la nave lasci l'ormeggio per una eventuale emergenza.

Tali ganci di ormeggio, attualmente non presenti agli attracchi sul Molo Vigliena, sono previsti dalla normativa sul LNG e saranno appositamente installati.

Per le operazioni di carico e scarico saranno presenti 3 linee principali (bidirezionali), due rispettivamente da 16" e da 3" per il LNG e una da 10" per il BOG. La linea da 3" per il ricircolo freddo delle tubazioni di trasferimento, durante le operazioni di scarico/carico, verrà utilizzata in parallelo alla linea principale per il trasferimento del LNG dalla nave all'impianto e viceversa. Il collegamento tra le linee del terminale e la nave metaniera/bettolina verrà effettuato mediante n. 3 bracci di carico/scarico:

- L-101: Braccio di carico/scarico per LNG;
- L-102: Braccio per ritorno BOG;
- L-103: Braccio ibrido (scarico/carico LNG / ritorno BOG).

Il braccio ibrido verrà normalmente utilizzato per il trasferimento del LNG durante le operazioni di carico e scarico e consentirà di effettuare le operazioni, a portata ridotta, anche in caso di

indisponibilità di uno qualsiasi dei 3 bracci. Ognuno dei bracci sarà equipaggiato con un sistema PERC per la disconnessione in sicurezza dalla nave in caso di emergenza.

Sulla linea di ritorno vapore da 10" saranno installati n.2 x 100% compressori C-101A/B per consentire il flusso di ritorno di BOG dal serbatoio del deposito alla nave metaniera, nel caso in cui la pressione nei serbatoi della nave fosse uguale o maggiore della pressione nel serbatoio a terra (al netto delle perdite di carico).

Saranno inoltre presenti n. 2 desurriscaldatori, X-101 e X-102, al fine di gestire la temperatura del vapore rispettivamente in ingresso nave e in aspirazione ai compressori. A valle di ciascun desurriscaldatore saranno installati, rispettivamente, i separatori (KO Drums) V-101 e V-102 per evitare il trascinarsi di eventuali goccioline liquide in ingresso ai serbatoi della nave e alla sezione di aspirazione compressori.

Il separatore V-101 verrà inoltre utilizzato come Drain Drum per la raccolta dei drenaggi di LNG e la sua capacità sarà perciò almeno pari al volume interno dei due bracci di carico/scarico LNG fino alle relative valvole di intercetto automatico più il volume di liquido separato durante le operazioni di desurriscaldamento del BOG. Lo svuotamento del LNG accumulato sarà eseguito attraverso pressurizzazione, mediante un vaporizzatore di build-up, per l'invio del LNG al serbatoio di stoccaggio T-301 utilizzando la linea di ricircolo.

Sarà altresì prevista l'installazione di un serbatoio (V-103) dedicato alla raccolta degli scarichi delle TSV di banchina dotato di riscaldatore per la vaporizzazione e l'invio al collettore del BOG del liquido eventualmente accumulato.

La linea di ricircolo sarà normalmente alimentata attraverso le pompe in-tank a bassa portata P-311/312/313, con configurazione (3x50%), e consentirà il mantenimento delle condizioni criogeniche delle linee di trasferimento attraverso un flusso di LNG che dal serbatoio di stoccaggio T-301 raggiungerà l'area di banchina, mediante la linea di ricircolo, per poi essere re-inviato al medesimo serbatoio attraverso la linea principale di trasferimento da 16".

Durante l'esecuzione delle operazioni di carico o scarico del LNG la linea di trasferimento e quella di ricircolo saranno utilizzate entrambe con il medesimo verso del flusso, partecipando simultaneamente alla specifica operazione.

5.3.2 Unità 2: Attracco Bettoline con Sistemi di Carico LNG e Bunkeraggio

Nella fase 2 del Progetto le bettoline potranno ormeggiare anche presso l'esistente banchina posta sul lato ovest del molo Vigliena e identificata come accosto n.60.

Per le operazioni di caricamento saranno presenti 3 linee principali (di cui quella di ricircolo bidirezionale), due rispettivamente da 16" e da 3" per il LNG e una da 10" per il BOG. La linea da 3" per il ricircolo freddo delle tubazioni di trasferimento, durante le operazioni di carico, verrà utilizzata in parallelo alla linea principale per il trasferimento del LNG dall'impianto. Il collegamento tra le linee del terminale e la nave bettolina verrà effettuato mediante n. 3 bracci di carico:

- L-201: Braccio di carico per LNG;
- L-202: Braccio per ritorno BOG;

- L-203: Braccio ibrido (scarico LNG / ritorno BOG).

Il braccio ibrido verrà normalmente utilizzato per il trasferimento del LNG durante le operazioni di carico e consentirà di effettuare le operazioni, a portata ridotta, anche in caso di indisponibilità di uno qualsiasi dei 3 bracci. Ognuno dei bracci sarà equipaggiato con un sistema PERC per la disconnessione in sicurezza dalla nave in caso di emergenza.

Saranno inoltre presenti:

- il serbatoio V-201, destinato a raccogliere i drenaggi di LNG dell'area di banchina; la sua capacità sarà perciò almeno pari al volume interno dei due bracci di carico/scarico LNG fino alle relative valvole di intercetto automatico;
- il serbatoio V-202 dedicato alla raccolta degli scarichi delle TSV di banchina dotato di riscaldatore per la vaporizzazione e l'invio al collettore del BOG del liquido eventualmente accumulato.

Lo svuotamento del serbatoio V-201, dal LNG accumulato, sarà eseguito attraverso pressurizzazione, mediante un vaporizzatore di build-up, per l'invio del LNG al serbatoio di stoccaggio T-301 utilizzando la linea di ricircolo.

Il flusso di ricircolo sarà normalmente alimentato dalle pompe in-tank a bassa portata P-311/312/313, con configurazione (3x50%), e consentirà il mantenimento delle condizioni criogeniche delle linee di trasferimento attraverso un flusso di LNG che dal serbatoio di stoccaggio T-301 raggiungerà l'area di banchina, mediante la linea di trasferimento da 16", per poi essere re-inviato al medesimo serbatoio attraverso la linea di ricircolo da 3".

Durante l'esecuzione delle fasi di carico prodotto, la linea di trasferimento e quella di ricircolo saranno utilizzate entrambe con il medesimo verso del flusso, partecipando simultaneamente alla specifica operazione.

L'accosto 60 disporrà della possibilità di effettuare operazioni di bunkering, il collegamento tra le linee del terminale e l'imbarcazione da rifornire verrà effettuato mediante n. 2 manichette flessibili:

- H-201: manichetta di carico LNG da 6";
- H-200: manichetta di trasferimento BOG da 4".

Ogni manichetta sarà equipaggiata con un sistema ERS per la disconnessione in sicurezza in caso di emergenza.

I drenaggi provenienti dalla manichetta LNG e dalle linee ad essa connesse saranno inviati al serbatoio V-201 come analogamente previsto per i bracci di carico bettoline.

5.3.3 Unità 3: Stoccaggio LNG

Il LNG scaricato dalle navi metaniere sarà inviato, tramite la linea di scarico al serbatoio di stoccaggio LNG, di tipologia "Full Integrity", che avrà una capacità utile di 20.000 m³.

Tale tipologia di serbatoio è tipicamente utilizzata nei grandi terminali, e permette lo stoccaggio in un'unica struttura di quantità di LNG rilevanti (sono comuni serbatoi con dimensione superiore a 100.000 m³). In accordo alla normativa di riferimento per il LNG, recepita in Italia come UNI

EN1473, tale tipologia di serbatoio risulta essere la più sicura. Il serbatoio risulta costituito da un contenimento interno in acciaio che resiste alle temperature criogeniche del LNG e da un contenimento esterno in calcestruzzo precompresso anch'esso resistente alle temperature criogeniche, in grado di mantenere la tenuta sia del liquido che del vapore. Tra la barriera primaria interna e quella secondaria vi è una intercapedine riempita di materiale isolante al fine di garantire l'inerzia termica. L'isolamento è realizzato in maniera tale che la dispersione termica giornaliera produca una evaporazione massima dello 0,1% (in volume di liquido nel serbatoio calcolato sulla base di metano puro).

In accordo alla norma EN 14620, di riferimento per la progettazione, la parete esterna in calcestruzzo è progettata per resistere ad un eventuale irraggiamento in caso di incendio e ad impatti definiti dalla norma di progettazione. L'intero serbatoio inoltre è progettato per mantenere la propria integrità anche sotto le sollecitazioni dovute all'azione sismica che, con riferimento alla già citata norma UNI EN1473, viene definito sulla base di un periodo di ritorno di 5000 anni, sensibilmente superiore da quanto previsto dalle Norme Tecniche di Costruzione (NTC). L'elevato livello di sicurezza strutturale e la doppia parete si riflette nel fatto che, in accordo alla normativa di riferimento, non vengono ritenuti credibili eventi incidentali che portino allo sversamento di LNG all'esterno del serbatoio.

Il serbatoio è equipaggiato con un sistema che permette la corretta distribuzione del liquido in ingresso per le operazioni di riempimento dall'alto e dal basso ed il mantenimento delle temperature operative delle pareti del serbatoio anche quando non è pieno mediante sistema di ricircolo interno con sistema spray ad ugelli. Tutte le connessioni e i bocchelli per la strumentazione per ragioni di sicurezza saranno ubicati sulla sommità.

A ulteriore garanzia di sicurezza il tank è corredato da strumentazione ridondata per 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 LNG al suo interno (roll-over).

Come anticipato, al fine di garantire la capacità utile di progetto (20.000 m³), in accordo ai criteri di progettazione la capacità geometrica del serbatoio interno sarà superiore, in considerazione del minimo livello di riempimento necessario per il corretto funzionamento delle pompe sommerse e dei margini operativi e di sicurezza sul massimo livello di riempimento rispetto all'altezza della parete verticale del serbatoio. La capacità geometrica effettiva dipenderà dalle scelte progettuali del fornitore che sarà selezionato per la realizzazione del serbatoio.

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.

Il vapore generato a seguito degli ingressi termici, unitamente al vapore movimentato per effetto della variazione di livello del liquido nei serbatoi durante il caricamento o lo scarico, viene convogliato, tramite un collettore da 10", verso la linea di ritorno vapore alle navi, al sistema di gestione del BOG e, esclusivamente in caso di emergenza, al sistema di torcia di impianto.

All'interno del serbatoio saranno installate le seguenti pompe criogeniche:

- P-311/312/3133: Pompe per caricamento autocisterne (3x50%) da 245 m³/h cadauna (P-311/312/313)
- P-314/315: Pompa per caricamento bettoline (2x100%) da 1100 m³/h

In particolare, con riferimento alle pompe per caricamento bettoline, si sottolinea che le due unità potranno essere installate entrambe fin da subito o eventualmente una ad inizio progetto e la seconda in tempi successivi.

Nell'area di stoccaggio saranno inoltre presenti un Drain Drum (V-301) per raccolta drenaggi dell'area di impianto e un KO Drum (V-302) per la raccolta degli scarichi TSV provenienti dall'area stoccaggio LNG e dall'area baie di carico autocisterne.

Il serbatoio criogenico è completo di sistemi di protezione atti a prevenire:

1. Sovrariempimento, attraverso il monitoraggio del livello per tutta l'altezza del serbatoio, mediante strumentazione multipla e adeguatamente ridondata, che agisce separatamente sugli elementi di controllo, quali valvole e pompe, ed è connessa al sistema ESD (fermata del sistema di scarico nave);
2. Sovrappressione. I livelli di pressione all'interno del serbatoio sono normalmente gestiti attraverso:
 - il consumo di BOG necessario ad alimentare il generatore elettrico d'impianto;
 - la regolazione della capacità dei compressori del BOG per l'invio del gas alla rete cittadina;
 - l'invio del BOG alla nave metaniera, mediante i compressori del BOG, esclusivamente durante le fasi di scarico nave;
 - procedure di gestione delle operazioni trasferimento e di raffreddamento (gestione positiva della pressione nella catena di trasferimento LNG metaniera / serbatoio / autocisterne o bettoline; ricircolo e spray dell'LNG nei serbatoi).

La protezione da eventi di sovrappressione anomali, come ad esempio il caso di indisponibilità della linea di ritorno vapore durante lo scarico della nave metaniera, è garantita dall'apertura di una valvola PCV, gestita attraverso il segnale proveniente da un trasmettitore di pressione, che invia l'eccesso di gas prodotto al sistema di torcia.

Nei casi in cui si verifichi un incremento della pressione dovuto a cause non legate al normale funzionamento, l'integrità del serbatoio sarà garantita da un set di n+1 valvole di sicurezza (PSV) i cui scarichi saranno collettati verso il sistema di torcia.

In caso di segnale di alta pressione nel serbatoio, proveniente dai PT con logica 2oo3, si ha l'invio del segnale di blocco pompe di carico della nave e la chiusura automatica delle valvole sulle linee di ingresso LNG al serbatoio.

5.3.4 Unità 4: Gestione BOG

Il BOG (boil off gas) è il gas che vaporizza per perdita di frigorifici da parte del LNG, sia nello stoccaggio che nelle altre parti di impianto. La gestione del BOG è un aspetto rilevante in tutti gli impianti LNG.

Questa unità è adibita alla gestione del BOG prodotto durante le operazioni previste per l'impianto e prevede l'installazione di:

- No. 1 Motore a Combustione Interna (MCI) alimentato con il Boil of Gas e destinato ad alimentare esclusivamente i sistemi di impianto; il motore in marcia potrà generare circa 630 kW_e, il consumo di picco dell'impianto sarà soddisfatto mediante l'integrazione della potenza prodotta dal motore con l'alimentazione dalla rete elettrica Nazionale. Il gas verrà inviato al MCI tramite un blower dedicato. Sulla linea di aspirazione del blower sarà installato un sistema di riscaldamento elettrico del BOG (HE-401 A/B, 2x100%) per portare il BOG a temperature compatibili con il funzionamento del MCI. Parte del BOG in uscita dai riscaldatori elettrici sarà inviato al sistema di rilascio/torcia per l'alimentazione dei piloti;
- Un gruppo di compressori del BOG per il controllo della pressione nel serbatoio T-301. La quantità di BOG eccedente il consumo del generatore elettrico, verrà gestita dai compressori gas (C-401A/B/C) per il successivo invio alla rete di distribuzione cittadina. Sulla linea di aspirazione, a monte del package di compressione, saranno installati un desurriscaldatore (X-401) ed un suction Drum (V-401), per il raffreddamento della corrente di BOG ed il successivo abbattimento delle goccioline di LNG eventualmente trascinate dalla stessa. Il Package di compressione sarà raffreddato mediante la circolazione di acqua refrigerata prodotta da aeroterma in ciclo chiuso. La pressione di mandata dei compressori sarà presumibilmente di 5,5 barg per ottenere un valore di 4 barg al perimetro dell'impianto;
- Un sistema di vaporizzazione del LNG, alimentato dalle pompe P-311/P-312/P-313, per la correzione dei parametri di consegna del gas in rete (Indice di Wobbe e PCS), secondo i limiti imposti dal codice di rete gas. Il sistema prevede 2 treni al 100% composti ciascuno da una coppia di vaporizzatori ad aria ambiente a circolazione naturale (AV-411A/B e AV-412A/B) utilizzati alternativamente per garantire la piena operatività al sistema durante le fasi di sbrinamento del ghiaccio su uno dei due treni di vaporizzazione. E' prevista l'installazione di un ulteriore vaporizzatore ad aria ambiente, di pari taglia, come riserva comune ad entrambi i treni di vaporizzazione. Sulla linea di alimentazione del LNG ai vaporizzatori sarà previsto il ricircolo al serbatoio principale per il mantenimento delle condizioni criogeniche. Il gas proveniente dai compressori del BOG e dai banchi di vaporizzazione verrà scaldato nei riscaldatori HE-402 A/B (2 x 100%) e poi inviato al sistema di misura e analisi prima di essere conferito alla rete gas cittadina.

Le caratteristiche qualitative del gas immesso nella rete sono quelle richieste dal codice di rete gas e risultanti dalle analisi effettuate nella cabina di analisi del terminale che invia un segnale di regolazione al sistema di correzione dell'indice di Wobbe e del PCS.

E' previsto un sistema di monitoraggio della temperatura e blocco sulla linea di alimentazione del gasdotto in grado di intercettare il flusso nel caso di bassissima temperatura, ciò al fine di preservare l'integrità del gasdotto stesso.

Il sistema di misura e analisi è costituito da:

- due linee di misura (2x100%) più un by-pass (utilizzabile anche per il loro collegamento in serie);
- un gas cromatografo.

Il gascromatografo in linea utilizzato per l'analisi sarà installato per verificare la qualità del gas trasferito al punto di consegna. Il gascromatografo sarà auto-calibrante, e fornirà un'analisi accurata tramite misurazione diretta e calcolo della composizione del gas, della densità, l'indice di Wobbe e il potere calorifico superiore (PCS).

Il gascromatografo sarà installato all'interno di un alloggiamento adeguato. La temperatura interna verrà monitorata per garantire sempre le condizioni ambientali idonee al campo di funzionamento dello strumento.

In particolare, le apparecchiature per l'analisi sono:

1. Un (1) analizzatore di composizione (gascromatografo);
2. Il relativo sistema di campionamento.

Il gas cromatografo viene utilizzato per analizzare la composizione (da C1 a C6+, N2, CO2) e per calcolare PCS, WI, densità relativa, punto di rugiada e fattore di compressibilità, e inviare un segnale di controllo al sistema di correzione del terminale.

La metodologia di gestione del BOG è in accordo alla filosofia "no flaring" dell'impianto: non è prevista nessuna emissione in atmosfera di BOG in tutte le normali condizioni operative; si veda a tale proposito il capitolo 5.3.6.

5.3.5 Unità 5: Baie di Carico Autocisterne

Questa unità sarà adibita alle operazioni di carico delle autocisterne. Saranno presenti 3 baie di carico (più 1 di installazione futura), ognuna dotata di pesa.

La configurazione delle baie di carico sarà tale da assicurare la compatibilità con il posizionamento laterale o posteriore dei punti di travaso; questo mediante l'utilizzo di pese della lunghezza di 24 metri adeguate a garantire il diverso posizionamento della autobotte (o isocontainer) durante il carico. Una delle baie di carico (BC-501) sarà dotata inoltre di sistemi per assicurare la connessione delle autocisterne sia dal lato guida che passeggero permettendo così a tutte le autobotti oggi in circolazione di poter caricare il LNG presso il Deposito di Napoli

Le baie di carico saranno collegate all'unità di stoccaggio tramite 3 linee principali: due linee rispettivamente da 8" per il caricamento LNG e da 4" per il ricircolo del sistema ed una linea per il ritorno BOG da 6". Le linee sono dimensionate per permettere il caricamento contemporaneo di 4 autocisterne.

La connessione tra le linee e le autocisterne verrà effettuata tramite manichette flessibili.

La baia BC-501 sarà inoltre equipaggiata con tutti i sistemi necessari a permettere la connessione delle autocisterne da entrambi i lati e lo scarico delle autocisterne in arrivo con BioLNG a bordo. Il BioLNG verrà trasferito in un serbatoio V-502 metallico del tipo "bullet - double integrity" a doppia parete capace di limitare il flusso termico dall'esterno attraverso un isolamento realizzato mediante l'uso congiunto di materiale isolante e condizioni di vuoto tra i due contenimenti.

Il Bio LNG trasferito all'interno del V-502 si porterà ad una nuova condizione di equilibrio. Il vapore generato all'interno del V-502 sarà convogliato al collettore BOG di impianto mediante una connessione regolata mentre la parte liquida del LNG sarà trasferita al serbatoio principale T-301 mediante due pompe di rilancio (2x100%).

È prevista l'installazione di un Drain Drum (V-501) per la raccolta dei drenaggi di LNG mentre gli scarichi delle TSV provenienti dall'area delle baie saranno inviati al KO Drum V-302.

Il liquido accumulato all'interno del serbatoio V-501 potrà essere re-inviato all'impianto attraverso pressurizzazione del drum e connessione con la linea di ricircolo a T-301 o inviato in forma di vapore nel collettore del BOG.

5.3.6 Unità 6: Sistema di Rilascio/Torcia

Questa unità è composta da un collettore di torcia (e sub-collettori), un KO Drum ed infine una torcia per lo smaltimento degli scarichi.

I piloti della torcia saranno alimentati con BOG proveniente dall'unità 4. In alternativa, è prevista la possibilità di alimentare i piloti con gas propano (stoccato in apposite bombole), nel caso in cui non vi sia disponibilità di BOG.

In condizioni normali, si adatterà una filosofia No Flaring: la torcia verrà utilizzata solo per la gestione degli scarichi in condizioni di emergenza, oppure per la gestione del BOG durante gli shut-down programmati, attività di manutenzione di alcuni componenti, o le attività di Commissioning dell'impianto.

Al fine di minimizzare l'impronta del Deposito in termini di emissioni di gas responsabili di effetto serra il Progetto prevede l'accensione del vent in caso di rilascio in emergenza di gas mediante sistema di rilevazione automatico. Non è quindi prevista la presenza costante di fiamma pilota, con benefici in termini di emissioni e di impatto visivo. I piloti saranno mantenuti spenti e accesi automaticamente in caso di rivelazione di passaggio di gas combustibile o accesi preventivamente in caso di attività programmate di manutenzione che comportino rilasci dall'impianto.

5.3.7 Unità 7: Sistemi Ausiliari e di Servizio

Questa unità si compone di 4 sotto-unità definite come segue:

- Unità 701: Gruppo Elettrogeno Diesel di Emergenza comprendente un generatore diesel da circa 800kW e un serbatoio di stoccaggio diesel di alimentazione (riempimento tramite autobotte);
- Unità K-711/712: Sistema aria compressa comprendente package di compressione aria, serbatoio di stoccaggio aria compressa, produzione aria strumenti (package di essiccazione aria compressa), serbatoio di stoccaggio aria strumenti;
- Unità PG-730: Sistema azoto comprendente un serbatoio di stoccaggio azoto liquido ad installazione verticale, sistema di produzione azoto gassoso (per distribuzione ed utilizzo in impianto, e per sistema rompivuoto) tramite vaporizzatori atmosferici e riscaldatori elettrici;
- Unità 721: Sistema pressurizzazione e distribuzione acqua industriale comprendente serbatoio di stoccaggio acqua alimentato da rete (serbatoio esistente), pompe di rilancio acqua industriale (per distribuzione in impianto);

- Unità 741: Sistema pressurizzazione e distribuzione acqua potabile comprendente serbatoio di stoccaggio acqua (alimentato da rete), pompe di rilancio acqua potabile (per distribuzione in impianto).

5.3.8 Unità 8: Sistema Antincendio

Il Deposito LNG sarà dotato di un sistema antincendio dedicato, con sala pompe indipendente al fine di rispondere ai requisiti della normativa di riferimento che prevede che i sistemi critici (quali il sistema antincendio) rimangano operativi anche nelle condizioni di sisma più estreme. La realizzazione del sistema indipendente garantirà tale requisito di sicurezza e affiancherà i sistemi già presenti e gestiti da Kupit. Si sottolinea che la nuova sala pompe sarà dimensionata in modo tale da soddisfare anche la richiesta idrica degli impianti presenti in Darsena, qualora in futuro si decidesse di realizzarne il collegamento al sistema esistente (escluso dal presente progetto).

L'unità 8 è composta da tutti gli impianti e i mezzi atti all'estinzione e al controllo degli incendi, ad attivazione manuale e automatica.

La protezione antincendio sarà finalizzata a garantire la sicurezza del personale che lavora nell'impianto, minimizzando poi le possibili perdite di asset e produzione in caso di incendio.

La progettazione tiene conto delle risultanze delle analisi di rischio e della normativa applicabile, come riportato al paragrafo 8.6.

In termini generali il sistema di protezione attiva contro incendi sarà composto dai seguenti elementi:

- rete idrica antincendio e impianti fissi di estinzione incendi ad acqua;
- impianti a schiuma;
- impianti a polvere estinguente;
- impianti a gas inerte;
- estintori portatili e carrellati.

La rete idrica principale antincendio necessaria per proteggere l'impianto, che comprenderà la stazione di pompaggio (costituita da tre pompe di tipo verticale a girante sommersa installate in vasca), la rete idranti, i monitori fissi e gli impianti a diluvio, sprinkler e a lame d'acqua laddove risulteranno necessari, sarà alimentata da acqua marina. La pressurizzazione della rete sarà garantita da pompe jockey e le prove di funzionamento periodiche saranno condotte con acqua dolce prelevata da un serbatoio esistente (da riconvertire, progetto in corso), mentre sarà utilizzata acqua mare solo a fronte di reale emergenza.

In linea generale gli impianti a diluvio per il raffreddamento o il controllo degli incendi potranno essere installati presso le apparecchiature e strutture presenti nelle zone di processo che potrebbero subire irraggiamenti critici per la loro integrità a causa di eventuali scenari di fuoco in accordo ai risultati dell'analisi di rischio.

I sistemi a lame d'acqua hanno la duplice funzione di diluire la nube di gas naturale rilasciato in caso evento incidentale e di schermare dagli irraggiamenti originati a seguito dell'innesco.

Impianti a schiuma ad alta espansione saranno installati a protezione delle zone in cui vi sarà la possibilità di accumulo del LNG liquido (impounding basins).

Sistemi di soppressione incendi a gas inerte saranno installati per la protezione attiva di edifici elettrici e di controllo, in corrispondenza del falso pavimento locale impianti elettrici.

Gli estintori portatili e le loro pertinenze saranno presenti in tutti gli edifici e nell'area dell'impianto, in posizioni strategiche e facilmente raggiungibili, lungo le strade di circolazione e le baie di carico/scarico.

5.4 Modalità operative

Il Deposito è progettato per operare secondo le seguenti modalità:

- operazioni di scarico metaniere e bettoline;
- operazioni di carico/scarico autocisterne;
- operazioni di carico bettoline;
- operazioni di scarico metaniera e contemporaneo carico bettolina (transshipment);
- stoccaggio LNG in assenza di operazioni di carico e scarico;
- bunkeraggio diretto.

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 operativa nelle linee di trasferimento, sarà attivo tipicamente durante i periodi che intercorrono tra una fase di scarico/carico e la successiva, sia per le linee di collegamento LNG con le banchine che per le linee del LNG verso le baie di carico autocisterne e il banco di vaporizzazione del LNG.

5.4.1 Stoccaggio LNG (Holding)

In assenza di operazioni di carico/scarico, il Deposito Costiero opererà da semplice unità di stoccaggio LNG.

Le linee di trasferimento LNG verranno mantenute in condizioni criogeniche (Keep-Cold) mediante ricircolo di LNG proveniente dal serbatoio di stoccaggio T-301. Per il Keep-Cold verrà ri-circolata, da una delle pompe di caricamento autocisterne (P-311/312/313), una portata di circa 55 m³/h complessivi:

- 15 m³/h per il raffreddamento delle linee di carico all'accosto 65;
- 20 m³/h per il raffreddamento delle linee di carico all'accosto 60;
- 15 m³/h per il raffreddamento della linea alle baie di carico autocisterne;
- 5 m³/h per raffreddamento della linea alimentazione Vaporizzatori LNG.

Tali portate sono state assunte al fine di mantenere la differenza di temperatura del LNG di ricircolo, tra la mandata delle pompe e il ritorno al serbatoio, entro il limite di 5°C.

Il ricircolo di LNG è di fondamentale importanza per la rapida ripresa dell'operatività delle linee evitando la generazione di ingenti quantità di vapore in tempi limitati e per evitare effetti di stress ai materiali delle linee sottoponendoli a frequenti e repentini cicli di riscaldamento e raffreddamento.

Durante queste operazioni le linee di carico saranno isolate dai bracci di carico della banchina; allo stesso modo, le linee di carico LNG alle autocisterne saranno isolate dalle manichette flessibili. Le valvole On-Off poste sulle linee di ricircolo (dalla banchina, dalle baie di carico e dai vaporizzatori) dovranno essere in posizione aperta per permettere la circolazione del LNG.

In questa modalità operativa, il BOG generato all'interno del serbatoio di stoccaggio T-301 sarà inviato interamente al Sistema di Gestione BOG. Il MCI consumerà parte del gas per la produzione di energia necessaria a soddisfare il fabbisogno energetico dell'impianto (pompa per ricircolo LNG, package di compressione, sistemi ausiliari ecc.); il BOG in eccesso sarà gestito tramite il package di compressione e successivamente inviato alla rete gas cittadina, previa verifica dei parametri di consegna ed eventuale correzione degli stessi.

5.4.2 Scaricamento da Nave Metaniera o Bettoline

Il LNG sarà trasportato da navi metaniere e bettoline con capacità tra 7500 m³ e 30000 m³, che verranno ormeggiate in corrispondenza della banchina 65. Il Deposito Costiero è progettato per garantire una portata massima di scarico LNG pari a 2000 m³/h.

La seguente descrizione fa riferimento allo scarico da nave metaniera, ma risulta del tutto equivalente in caso di scarico da bettolina.

Nel passaggio tra modalità Holding e Scarico da nave metaniera, verrà interrotto il flusso di LNG per il ricircolo delle linee della banchina proveniente dalle pompe in-tank P-311/312/313; l'impianto sarà allineato per permettere il trasferimento del LNG dalla nave al serbatoio del Deposito Costiero tramite le pompe della metaniera.

Durante la fase di scarico del LNG la linea principale di scarico e la linea di ricircolo opereranno in parallelo trasferendo il prodotto dalla nave all'impianto.

Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le comunicazioni di processo e sicurezza, potranno iniziare le procedure di connessione e scarico.

Nella fase iniziale si eseguirà il collegamento delle linee del LNG e del BOG mediante i bracci di carico L-101/102/103, sui quali saranno eseguite le prove di tenuta e inertizzazione tramite immissione di azoto.

L'azoto in eccesso, accumulato nel drain drum di banchina durante le prove di tenuta e inertizzazione, data la trascurabile presenza di BOG, sarà inviato al collettore di torcia attraverso la linea di blowdown.

Normalmente le linee di trasferimento della nave ed i bracci di carico saranno raffreddati con l'ausilio delle pompe della nave; sarà comunque possibile eseguire il raffreddamento dei bracci

con LNG proveniente dall'impianto al termine della sequenza delle operazioni di connessione e delle prove di tenuta.

Quando i bracci avranno raggiunto una temperatura prossima a quella del LNG, si procederà all'apertura delle valvole di isolamento interposte tra i bracci LNG e la linea di scarico, quindi la portata di scarico LNG verrà innalzata progressivamente (ramp-up) fino al valore nominale (max 2000 m³/h); in caso di indisponibilità di uno qualsiasi dei bracci si potrà comunque procedere alle operazioni di scarico, con una portata massima di 1000 m³/h.

La portata di scarico verrà regolata dalla nave metaniera. L'ingresso di LNG al serbatoio di stoccaggio T-301 potrà essere gestito mediante caricamento dal basso e dall'alto. In caso di immissione di LNG più pesante di quello già presente nel serbatoio verrà utilizzata la linea di top-filling, mentre in caso contrario (unloading di LNG più leggero) sarà da preferirsi il bottom-filling; così facendo si favorirà la miscelazione del LNG, evitando stratificazioni e la generazione delle condizioni essenziali per di innesco dei fenomeni di Roll-Over all'interno del serbatoio di stoccaggio a terra.

Contemporaneamente alle operazioni di scarico del LNG, il BOG spiazzato dal serbatoio a terra fluirà verso la nave metaniera attraverso la linea di ritorno vapore; nel caso in cui la pressione a terra fosse minore della pressione del serbatoio sulla nave (al netto delle perdite di carico), sarà necessario mettere in marcia uno dei due compressori BOG C-101 A/B per permettere il flusso di ritorno vapore alla nave. Il funzionamento dei compressori verrà gestito dalla sala controllo.

Il BOG in eccesso, generato per evaporazione all'interno del serbatoio di stoccaggio, sarà in parte inviato al motore a combustione interna del Deposito Costiero, e in parte gestito attraverso il gruppo di compressione (C-401A/B/C) per invio alla rete gas cittadina.

In prossimità del raggiungimento del massimo livello nel serbatoio di stoccaggio del Deposito Costiero (o del minimo livello nel serbatoio della nave), la portata di LNG inviato al serbatoio di stoccaggio verrà gradualmente diminuita (rampa discendente).

Al termine delle operazioni di scarico, i bracci di carico verranno isolati. Per i bracci di trasferimento della fase liquida si effettuerà il drenaggio del LNG contenuto, parte nel serbatoio della nave e parte nel Drain Drum V-101 situato sul molo. L'operazione di drenaggio verrà effettuata immettendo azoto nella parte alta dei bracci, in modo da spiazzare il liquido accumulato e provvedere all'inertizzazione.

Per i bracci di trasferimento della fase vapore si procederà al flussaggio con azoto per l'inertizzazione.

Al termine di queste operazioni, si potranno avviare le procedure per la disconnessione dei bracci di carico dalla nave metaniera; il Deposito Costiero verrà impostato in modalità Holding, che prevedrà il riallineamento dell'impianto per il ripristino del ricircolo delle linee della banchina.

Le operazioni di scarico LNG a piena portata (2000 m³/h), di un volume di GNL corrispondente al volume stoccabile in impianto, comprensive di connessione dei bracci e rampe di portata iniziali e finali, avranno una durata indicativa di 12-14 ore.

Le operazioni di scarico LNG a piena portata (2000 m³/h), di una bettolina da 7500 m³, comprensive di connessione dei bracci e rampe di portata iniziali e finali, avranno una durata indicativa di 7-8 ore.

5.4.3 Caricamento Bettoline

In questa modalità operativa verrà effettuato il caricamento di LNG in bettoline di capacità variabile tra 4000 e 7500 m³, che verranno ormeggiate in corrispondenza della banchina 65, nella seconda fase si renderà disponibile all'accosto anche la banchina 60 per navi dalle medesime capacità. Le linee del Deposito Costiero sono progettate per consentire una portata di caricamento LNG pari a 2000 m³/h. Tale portata sarà garantita dalle due pompe di caricamento bettoline che potranno essere installate entrambe fin da subito o una ad inizio progetto e la seconda in tempi successivi. Qualora venisse installata inizialmente una sola pompa di caricamento da 1.000 m³/h la portata complessiva potrà essere incrementata utilizzando le pompe di caricamento autocisterne durante le ore in cui le baie di carico non siano utilizzate (operazioni notturne). Sarà comunque possibile caricare bettoline che ammettono portate di caricamento inferiori.

La procedura di seguito descritta è basata sull'accosto 65, la medesima procedura sarà applicata anche all'accosto 60 la cui installazione è prevista nella seconda fase di sviluppo del progetto. Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le comunicazioni di processo e sicurezza, potranno iniziare le procedure di connessione e carico.

Nella fase iniziale si eseguirà il collegamento delle linee del LNG e del BOG mediante i bracci di carico L-101/102/103, sui quali saranno eseguite le prove di tenuta e inertizzazione tramite immissione di azoto.

Il raffreddamento dei bracci di carico e delle linee della bettolina verrà effettuato utilizzando le pompe P-311/312/313, già in marcia per il ricircolo della linea di carico da 16". La portata di LNG utilizzato per raffreddare bracci di carico e linee della nave verrà gestita tramite una apposita valvola di controllo FCV-10135 (per basse portate) situata su un ramo posto in parallelo alla linea di carico. Il raffreddamento delle linee della bettolina sarà necessario solo nel caso in cui la nave non si trovi già in condizioni criogeniche.

Quando i bracci di carico e le linee della bettolina si troveranno a temperature prossime a quelle del LNG, avverrà il passaggio da modalità di raffreddamento a quella di Caricamento Bettoline. Verrà interrotto il flusso di LNG proveniente dalle pompe in-tank P-311/312/313, e l'impianto sarà allineato per permettere il caricamento della bettolina tramite le pompe P-314/P-315 (se installata). In caso di disponibilità potranno essere utilizzate al caricamento anche le pompe in-tank P-311/312/313.

Durante la fase di carico del LNG la linea principale di carico e la linea di ricircolo opereranno in parallelo trasferendo il prodotto dall'impianto alla nave.

Si procederà all'innalzamento graduale (ramp-up) della portata di scarico LNG fino al valore massimo consentito dalle varie configurazioni operative delle pompe; la portata di trasferimento

alle bettoline sarà pari a circa 2.000 m³/h (pompe P-314 e P-315) oppure in caso di solo pompa P-314 a circa 1000 m³/h di giorno e >1000m³/h di notte quando le baie di trasferimento alle autocisterne non sono operative. In caso di indisponibilità di uno qualsiasi dei bracci, si potrà comunque procedere alle operazioni di caricamento con una portata massima di 1000 m³/h. La portata di caricamento della bettolina verrà regolata variando il numero di giri della pompa P-314/315 e tramite la valvola di controllo di portata posta sulla linea di collegamento tra il collettore di mandata delle pompe P-311/312/313 e la linea di trasferimento LNG a banchina.

Durante le operazioni di caricamento, il BOG spiazzato dal serbatoio della bettolina fluirà verso il serbatoio a terra attraverso la linea di ritorno vapore; nel caso in cui la pressione a terra fosse maggiore della pressione del serbatoio sulla nave, (situazione con bassa probabilità) si procederà in modo da raggiungere l'equilibrio fra pressione della nave e serbatoio. La portata di ritorno BOG diretta al serbatoio di stoccaggio sarà limitata a quella necessaria a compensare il volume di liquido prelevato dal serbatoio stesso; la regolazione della portata verrà effettuata mediante una valvola di controllo posta sulla linea di ritorno vapore.

In prossimità del raggiungimento del massimo livello nel serbatoio della bettolina (o del minimo livello nel serbatoio di stoccaggio T-301), la portata di LNG inviato alla nave verrà gradualmente diminuita (rampa discendente).

Al termine delle operazioni di caricamento, i bracci di carico verranno isolati. Per i bracci di trasferimento della fase liquida si effettuerà il drenaggio del LNG contenuto, parte nel serbatoio della nave e parte nel Drain Drum V-101 situato sul molo. L'operazione di drenaggio verrà effettuata immettendo azoto nella parte alta dei bracci, in modo da spiazzare il liquido accumulato e provvedere all'inertizzazione.

Per i bracci di trasferimento della fase vapore si procederà al flussaggio con azoto per l'inertizzazione.

Completate queste operazioni, si potranno avviare le procedure per la disconnessione dei bracci di carico dalla bettolina; il Deposito Costiero verrà impostato in modalità Holding, che prevedrà il riallineamento dell'impianto per il ripristino del ricircolo delle linee della banchina.

Le operazioni di caricamento bettolina di capacità 7500 m³, ottenuta mediante utilizzo contemporaneo della pompa P-314 e P-315 o della sola pompa P-314 e delle pompe in-tank P-311/312/313, e comprensive di connessione dei bracci e rampe di iniziali e finali, avranno una durata indicativa di 7-8 ore.

Qualora le stesse operazioni fossero svolte solamente con una portata di caricamento pari a 1100 m³/h, sfruttando la sola pompa disponibile P-314, avrebbero una durata indicativa di 10-12 ore.

L'accosto 60, previsto per la seconda fase di implementazione del progetto, disporrà delle apparecchiature le cui caratteristiche sono indicate al paragrafo 5.3.2 di questo documento.

In aggiunta dall'accosto 60 sarà possibile effettuare operazioni di bunkering attraverso un sistema di manichette flessibili connesse rispettivamente alla linea di trasferimento LNG e al collettore del BOG.

Nella fase iniziale si eseguirà il collegamento delle linee del LNG e del BOG mediante le manichette flessibili H-200 e H-201, sulle quali saranno eseguite le prove di tenuta e inertizzazione tramite immissione di azoto.

Il raffreddamento verrà effettuato utilizzando le pompe P-311/312/313, già in marcia per il ricircolo della linea di carico da 16", mentre per la fase di trasferimento sarà utilizzata la pompa P-314. La portata di LNG utilizzato per il ricircolo freddo sarà controllata tramite la FCV-20129 posta sulla linea di ricircolo.

La portata di LNG utilizzato per raffreddare linee e manichette verrà gestita tramite la valvola di controllo FCV 20116 (per basse portate) situata su ramo posto in parallelo alla linea di carico.

In funzione della portata di trasferimento richiesta si potrà procedere all'operazione di carico mediante regolazione di portata agendo direttamente sulla regolazione del numero di giri della pompa P-314. Per quanto riguarda il raffreddamento, questo può essere effettuato anche mediante le pompe della metaniera, quando è in corso un'operazione di scarico metaniera verso il terminale o in caso di trans – shipment.

Durante le operazioni di caricamento, il BOG spiazzato dal serbatoio fluirà verso il serbatoio a terra attraverso la linea di ritorno vapore.

In prossimità del raggiungimento del massimo livello nel serbatoio (o del minimo livello nel serbatoio di stoccaggio T-301), la portata di LNG inviato verrà gradualmente diminuita (rampa discendente).

Terminate le operazioni di caricamento, le manichette verranno isolate e quella del LNG drenata nel Drain Drum V-201 situato sul molo. L'operazione di drenaggio verrà effettuata immettendo azoto nella parte terminale delle manichette, in modo da spiazzare il liquido accumulato e provvedere all'inertizzazione.

Per la manichetta di trasferimento della fase vapore si procederà al flussaggio con azoto per l'inertizzazione.

Completate queste operazioni, si potranno avviare le procedure per la disconnessione; il Deposito Costiero verrà impostato in modalità Holding, che prevedrà il riallineamento dell'impianto per il ripristino del ricircolo delle linee della banchina.

La massima portata di trasferimento prevista per le operazioni di bunkering è pari a 300 m³/h.

5.4.4 Caricamento/Scarico Autocisterne

Le autocisterne adibite al trasporto di LNG, di capacità variabile tra 48 e 59 m³, sosterranno in corrispondenza delle baie di carico BC-501/502/503 (BC-504 di installazione futura). Sarà possibile il caricamento contemporaneo di 4 autocisterne (1 per ogni baia di carico) con una portata massima di 100 m³/h per ognuna di esse.

Nel seguito viene descritta la procedura di carico di un'autocisterna nella baia BC-501. La medesima procedura potrà essere applicata analogamente alle altre baie.

L'autocisterna verrà posizionata al di sopra della pesa, che provvederà alla misura del peso della stessa prima del caricamento LNG. L'autocisterna verrà connessa alle due manichette flessibili (una per LNG, una per ritorno BOG), successivamente verranno eseguite le procedure di sicurezza per il controllo della tenuta.

Normalmente le autocisterne in condizioni criogeniche potranno essere caricate direttamente. Tuttavia, in alcuni casi particolari, saranno previste le seguenti procedure preliminari prima di avviare le operazioni di caricamento:

- **Cooldown:** è prevista quando l'autocisterna si trova a temperatura ambiente o comunque ad una condizione di temperatura per la quale è richiesta, per l'autocisterna una sequenza di raffreddamento a portata ridotta. Prima di iniziare il caricamento di LNG, sarà necessario portare l'autocisterna a temperature prossime a quelle del LNG da caricare. Ciò sarà effettuato inviando una portata ridotta di LNG (2 m³/h) tramite una delle pompe P-311/312/313. Questa portata sarà regolata utilizzando la valvola di controllo per basse portate installata sulla linea di caricamento della singola baia di carico; il tutto sarà gestito localmente e monitorato dalla sala di controllo;
- **Depressurizzazione:** è prevista nel caso in cui l'autocisterna si trovi ad una pressione maggiore di 6 barg (pressione massima operativa); sarà necessario depressurizzare l'autocisterna fino al raggiungimento di questo valore. Questa operazione sarà effettuata facendo fluire il BOG contenuto nella cisterna verso il collettore del BOG di impianto, la portata sarà gestita attraverso una valvola di controllo installata sulla linea di ritorno vapore della baia di carico.

Terminate le operazioni preliminari si potrà procedere al caricamento delle autocisterne, che verrà effettuato utilizzando le pompe P-311/312/313. (2 pompe in marcia per il caricamento contemporaneo di 4 autocisterne). La portata di caricamento della singola autocisterna (max. 100 m³/h) verrà gestita dalla valvola di controllo per alte portate installata sulla corrispondente linea di caricamento LNG.

In prossimità del raggiungimento del massimo livello nell'autocisterna, la portata di LNG inviato all'autocisterna verrà gradualmente diminuita (rampa discendente).

Terminate le operazioni di caricamento, le manichette flessibili verranno isolate e drenate nel Drain Drum V-501 situato in area baie di carico. L'operazione di drenaggio delle manichette LNG e linee associate verrà effettuata immettendo azoto nell'estremità delle manichette incrementandone la pressione all'interno e successivamente aprendo la valvola on-off sulla linea

di drenaggio. Tale operazione sarà ripetuta sino all'avvenuto spiazzamento del liquido accumulato e all'inertizzazione della manichetta.

Per la manichetta del BOG si procederà analogamente immettendo azoto nella manichetta e nelle linee associate sino al raggiungimento della pressione desiderata.

I primi cicli di spiazzamento saranno condotti utilizzando la linea verso il collettore del BOG, mentre i successivi cicli di inertizzazione, dato il trascurabile contenuto di BOG, saranno eseguiti aprendo la valvola di blow down verso il collettore di torcia di impianto.

Completate queste operazioni, si potranno avviare le procedure per la disconnessione delle manichette.

Verrà infine registrato il peso dell'autocisterna piena, così da contabilizzare l'effettiva quantità di LNG trasferito ($P_{Finale} - P_{Iniziale}$).

Al termine delle operazioni di carico giornaliero o nei casi in cui nessuna delle baie di carico sia impiegata per il riempimento di un'autocisterna, il sistema di trasferimento LNG, dal serbatoio alle baie, verrà impostato in modalità Holding, che prevedrà il riallineamento dell'impianto per il mantenimento delle condizioni criogeniche delle linee di LNG delle baie di carico.

Per un'autocisterna che non prevede la necessità di cool down o depressurizzazione, si stimano i seguenti tempi di caricamento:

- | | |
|---|---------|
| • Posizionamento e collegamento autocisterna | 5 min; |
| • Collegamento bracci di carico, verifiche di sicurezza | 10 min; |
| • Carico (comprese rampe di avvio e fine carico) | 40 min; |
| • Chiusura valvole, drenaggio, scollegamento bracci | 10 min; |
| • Rilascio baia | 5 min. |

Tali tempistiche, ritenute altamente competitive, sono ottenibili in virtù delle alte prestazioni richieste alle baie di carico in termini di rateo atteso di trasferimento del LNG e della configurazione prevista, che permette la misura fiscale del carico tramite pesa collocata direttamente in corrispondenza della baia di carico senza necessità di spostamenti ulteriori del mezzo.

Le sopracitate tempistiche permetteranno la possibilità di ricevere un numero massimo teorico di autobotti giornaliero pari a 13 per baia di carico considerando un orario di accesso di 16 ore.

La Baia di carico BC-501 sarà idonea a consentire:

- la connessione delle autocisterne sia dal lato destro che dal sinistro;
- la possibilità di scaricare l'intero volume di BioLNG contenuto in un'autocisterna.

L'operazione di scarico delle autocisterne prevedrà le medesime procedure di connessione e disconnessione, di sicurezza e monitoraggio eseguite per le operazioni di carico.

Il Bio LNG verrà trasferito dall'autocisterna ad un serbatoio di stoccaggio intermedio V-502 mediante una linea dedicata dotata di valvola di controllo della portata.

La gestione delle condizioni di saturazione del BioLNG in trasferimento al serbatoio V-502 avverrà mediante l'estrazione del BOG generato attraverso una linea completa di valvole di regolazione connessa al collettore del BOG d'impianto. L'estrazione del vapore sarà controllata in modo da prelevare la quantità di vapore necessaria al mantenimento di una pressione massima all'interno del serbatoio di circa 0,6 barg.

Il LNG, nelle condizioni di saturazione a circa 0,6 barg, verrà trasferito tramite apposite pompe (P-502A/B) al serbatoio di stoccaggio principale T-301.

Le due operazioni saranno svolte in parallelo e permetteranno l'esecuzione del trasferimento in un intervallo di tempo massimo di due ore, compreso tra il momento di arrivo di un'autocisterna e l'arrivo della successiva.

5.4.5 Trans-shipment

A completamento della fase 2 l'impianto disporrà della capacità di effettuare operazioni di scarico nave metaniera e contemporaneo carico di una bettolina in modo diretto evitando l'utilizzo delle pompe installate all'interno del serbatoio di stoccaggio LNG.

In questa modalità operativa verrà effettuato lo scarico delle navi metaniere ormeggiate all'accosto 65 e il caricamento di LNG in bettoline di capacità variabile tra 4000 e 7500 m³, che verranno ormeggiate in corrispondenza della banchina 60. La portata di caricamento LNG pari a 2000 m³/h sarà garantita dalle pompe installate sulla nave metaniera. Sarà comunque possibile caricare bettoline che ammettono portate di caricamento inferiori.

Le procedure di preparazione alla connessione, al raffreddamento e le apparecchiature utilizzate saranno le medesime descritte nei paragrafi relativi allo scarico nave metaniera e carico bettoline.

Quando i bracci di carico e le linee della nave metaniera e della bettolina si troveranno a temperature prossime a quelle del LNG, avverrà il passaggio da modalità Holding a trasferimento: verrà interrotto il flusso di LNG per il ricircolo proveniente dalle pompe in-tank P-311/312/313, e l'impianto sarà allineato per permettere il caricamento della bettolina tramite le pompe installate sulla nave metaniera.

Si procederà all'innalzamento graduale (ramp-up) della portata di scarico LNG fino al valore nominale (2000 m³/h); in caso di indisponibilità di uno qualsiasi dei bracci, si potrà comunque procedere alle operazioni di caricamento con una portata massima di 1000 m³/h. La portata di caricamento della bettolina verrà gestita da bordo nave metaniera.

Durante le operazioni di caricamento, il BOG spiazzato dal serbatoio della bettolina fluirà verso il collettore del BOG e da qui verso i serbatoi della nave metaniera. In questa fase il collegamento vapore tra serbatoio di impianto e serbatoi nave sarà intercettato. Nel caso in cui la pressione nel collettore di trasferimento vapore tra le due navi dovesse superare un valore di set impostato, una valvola di controllo della pressione permetterà il flusso della parte eccedente verso il collettore del BOG di impianto.

In prossimità del raggiungimento del massimo livello nel serbatoio della bettolina (o del minimo livello nei serbatoi della nave metaniera), la portata di LNG inviato verrà gradualmente diminuita (rampa discendente).

Al termine delle operazioni di caricamento, i bracci di carico verranno isolati. Per i bracci di trasferimento della fase liquida si effettuerà il drenaggio del LNG contenuto per gravità, parte nei serbatoi nave e parte nei rispettivi Drain Drum di banchina. L'operazione di drenaggio verrà effettuata immettendo azoto nella parte alta dei bracci, in modo da spiazzare il liquido accumulato e provvedere all'inertizzazione.

Per i bracci di trasferimento della fase vapore si procederà al flussaggio con azoto per l'inertizzazione.

Completate queste operazioni, si potranno avviare le procedure per la disconnessione dei bracci di carico come già descritto per la nave metaniera e la bettolina; il Deposito Costiero verrà impostato in modalità Holding, che prevedrà il riallineamento dell'impianto per il ripristino del ricircolo delle linee della banchina.

Le operazioni di caricamento bettolina di capacità 7500 m³ a piena portata (2000 m³/h), comprensive di connessione dei bracci e rampe di portata iniziali e finali, avranno una durata indicativa di 7-8 ore.

Oltre alla modalità precedentemente descritta, il sistema dovrà permettere la ripartizione della portata scaricata dalla nave metaniera tra bettolina in fase di carico e serbatoio LNG di impianto.

In tale configurazione il BOG di ritorno dalla bettolina sarà preferenzialmente gestito dalla metaniera senza essere inviato al terminale. Le eventuali quantità generate in eccesso potranno essere eventualmente gestite in impianto con le medesime procedure previste dai sistemi di gestione del BOG di impianto.

Sarà inoltre possibile effettuare l'operazione di Bunkeraggio diretto rifornendo una nave ormeggiata presso l'accosto 60 con LNG proveniente da una nave in fase di scarico all'accosto 65. Le procedure di preparazione e relative a connessione e gestione del BOG prodotto sono analoghe a quelle descritte per le operazioni di trans-shipment.

6 PRINCIPALI ATTIVITA' ED OPERE CIVILI

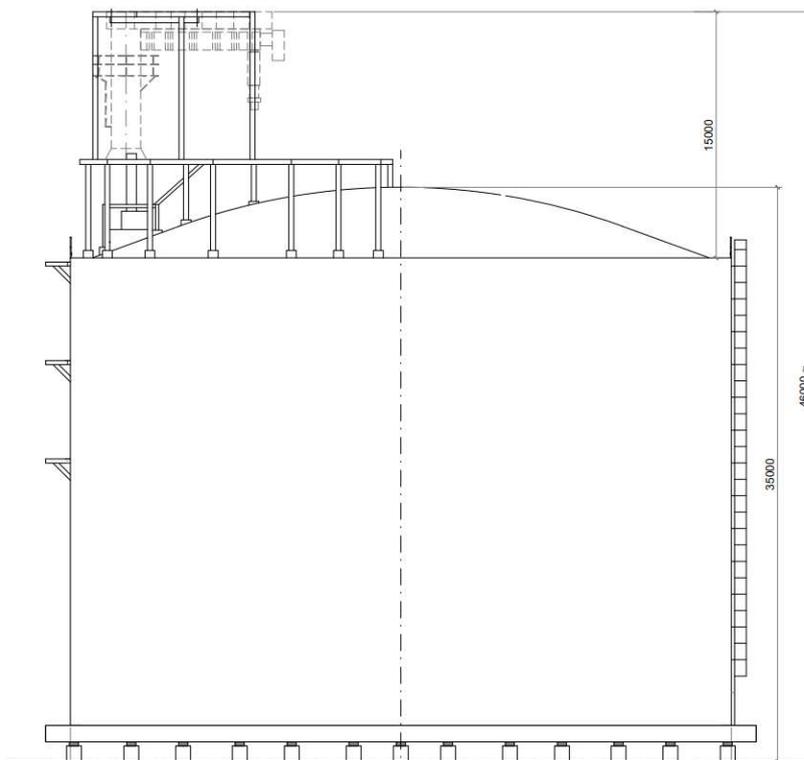
Il presente capitolo illustra le principali attività civili necessarie per la realizzazione del Deposito e le opere civili opere civili di nuova costruzione. Per dettagli sugli edifici si faccia riferimento ai disegni architettonici riportati nell'Allegato 4. Si sottolinea che tali disegni architettonici potranno essere ottimizzati nelle successive fasi di dettaglio della progettazione.

6.1 Opere civili di nuova realizzazione

6.1.1 Serbatoio di stoccaggio LNG

Il serbatoio ha una capacità utile di 20.000 m³: presenta forma cilindrica con tetto a cupola ed avrà un diametro esterno massimo di 40 metri ed altezza massima di circa 35 metri (apice della cupola). Le dimensioni effettive del serbatoio saranno definite dall'appaltatore sulla base delle attività di ingegneria di dettaglio al fine di ottimizzare le dimensioni geometriche complessive per garantire la capacità utile di 20.000 m³.

La struttura principale esterna è in cemento armato precompresso (soletta di base, pareti e copertura). Internamente, il serbatoio in acciaio criogenico di contenimento del fluido è distanziato dalla soletta di base e dalle pareti in c.a. mediante diversi strati di isolamento.



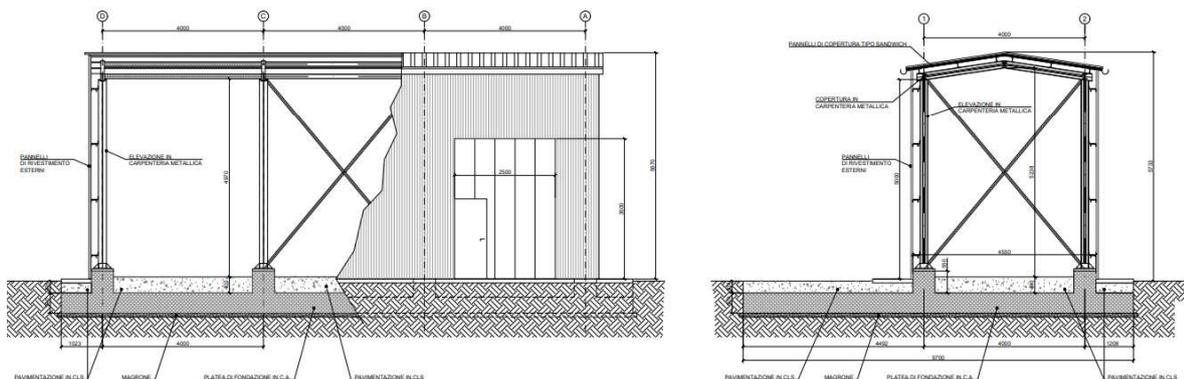
Nella immagine precedente viene riportata una rappresentazione schematica delle dimensioni indicative del serbatoio.

La fondazione del serbatoio di stoccaggio LNG è costituita da una platea in calcestruzzo.

Potranno essere necessari pali di fondazione, e tra la fondazione e la struttura in elevazione potranno essere interposti degli isolatori sismici, in funzione del design dell'appaltatore sulla base delle risultanze della campagna di indagini geotecniche in corso.

6.1.2 Fabbricato aria strumenti

L'edificio, ubicato in area processo, è un fabbricato composto da un piano fuori terra. L'edificio presenterà una pianta a forma rettangolare, con struttura portante realizzata in acciaio.



Si

prevede che la copertura dell'edificio sarà a spiovente e composta dalla struttura portante e pannelli di copertura tipo sandwich.

Si prevede che le pareti esterne saranno rivestite con pannelli idonei a garantire isolamento termico e acustico.

La tipologia delle tramezze interne e la classe di resistenza al fuoco dei pannelli dipenderanno dai requisiti antincendio delle diverse aree dell'edificio.

La fondazione è costituita da una platea in c.a. Le dimensioni in pianta della platea sono superiori a quelle dell'edificio, per ospitare anche l'area di alloggiamento esterno degli equipment impiantistici.

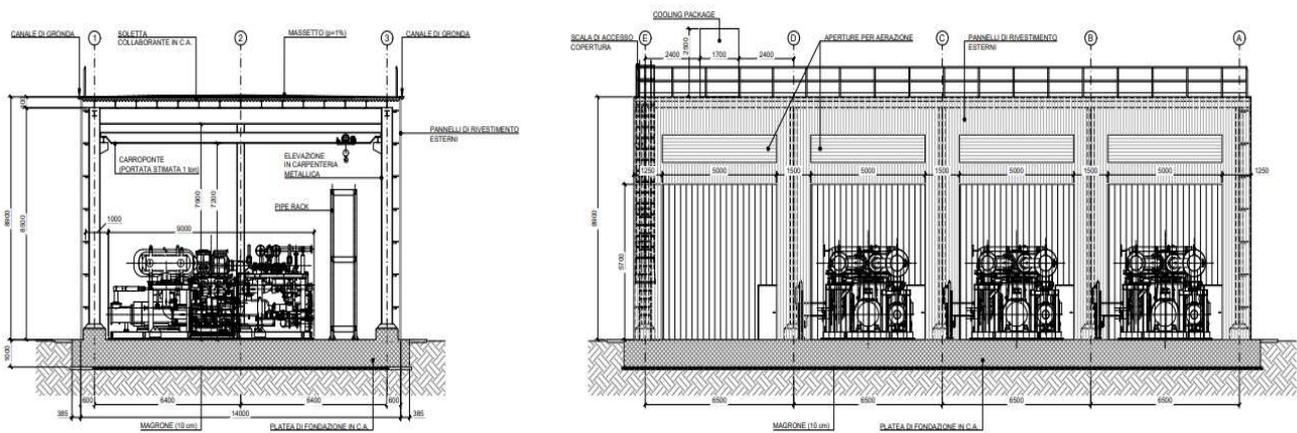
6.1.3 Edificio compressori BOG

L'edificio, ubicato in area processo, presenterà una pianta a forma rettangolare, con struttura portante realizzata in acciaio. Si prevede che le pareti esterne saranno rivestite con pannelli idonei a garantire isolamento termico e acustico.

La tipologia delle tramezze interne e la classe di resistenza al fuoco dei pannelli dipenderanno dai requisiti antincendio delle diverse aree dell'edificio.

Ospiterà i compressori per l'invio del BOG in rete ed avrà sufficiente spazio interno per garantire anche eventuali attività di manutenzione.

La fondazione sarà costituita da una platea in c.a.



6.1.4 Edificio sala controllo

L'edificio ospiterà il personale, le attività e conterrà le apparecchiature necessarie per il controllo, la supervisione remota e la gestione operative del nuovo deposito costiero LNG.

L'edificio sarà realizzato nella posizione attualmente occupata dalla sala controllo esistente che sarà demolita.

La sala controllo esistente non risulta infatti idonea dal punto di vista della resistenza sismica e non risulta praticabile un adeguamento della stessa ai sensi della UNI EN 1473.

L'edificio sarà un fabbricato composto da due piani fuori terra. L'edificio presenterà una pianta a forma rettangolare, con struttura portante realizzata in cemento armato, con setti e pilastri e travi a sostenere le solette di piano.

Si prevede che la copertura dell'edificio sarà piana e composta dalla struttura portante, da un massetto alleggerito per gestire le pendenze, dall'isolamento termico, dal manto di impermeabilizzazione e dalla pavimentazione di finitura.

Si prevede che le pareti esterne saranno realizzate – dove non realizzate da setti in c.a. – con tamponamenti in muratura alveolare, idonea per garantire isolamento termico ed acustico. Le pareti verranno adeguatamente intonacate o rivestite all'interno ed all'esterno.

La tipologia delle tramezze interne dipenderà dai requisiti antincendio delle diverse aree dell'edificio.

Le finestre riportate nell'elaborato architettonico (immagine seguente) sono state ipotizzate apribili e con una superficie illuminante superiore rispetto a quanto previsto dal Regolamento di Igiene e Sanità del Comune di Napoli. In fase di dimensionamento preliminare delle strutture della sala controllo, si potrà definire con il supporto di valutazioni tecniche, quanto sarà eventualmente possibile ampliare le superfici vetrate, o quanto sarà necessario ridurle.

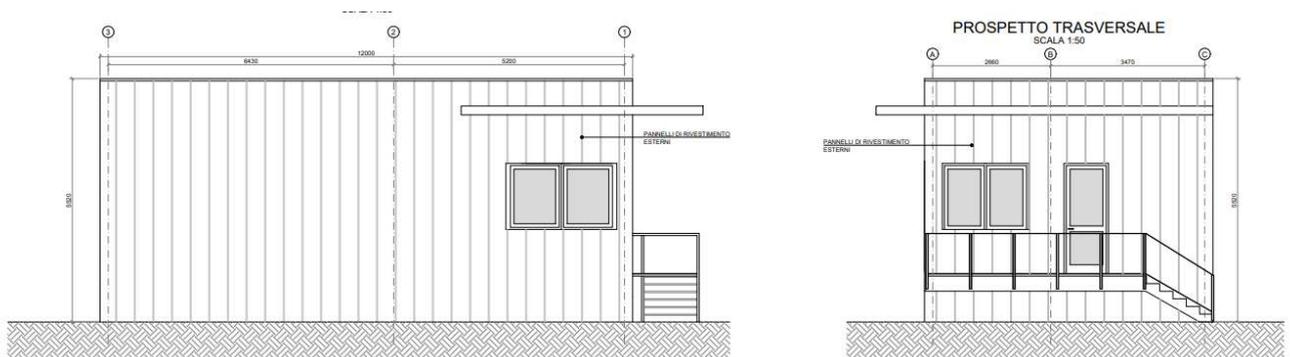
Esternamente all'edificio si prevede una rampa di accesso per i disabili, mentre le scale interne saranno dotate di servoscala.

La fondazione è costituita da una platea in c.a.



6.1.5 Jetty control room

Su entrambi gli accosti è prevista la costruzione di una Jetty Control Room. L'edificio sarà un fabbricato composto da un piano fuori terra adibito ad ospitare le attività di controllo delle operazioni effettuate in banchina. L'edificio presenterà una pianta a forma rettangolare, con struttura portante realizzata in cemento armato.



Si prevede che la copertura dell'edificio sarà piana e composta dalla struttura portante, da un massetto alleggerito per gestire le pendenze, dall'isolamento termico, dal manto di impermeabilizzazione e dalla pavimentazione di finitura.

Si prevede che le pareti esterne saranno realizzate – dove non realizzate da setti in c.a. – con tamponamenti in muratura alveolare, idonea per garantire isolamento termico e acustico. Le pareti verranno adeguatamente intonacate o rivestite all'interno ed all'esterno.

La tipologia delle tramezze interne dipenderà dai requisiti antincendio delle diverse aree dell'edificio.

La fondazione è costituita da una platea in c.a.

6.1.6 Cabina elettrica

L'edificio sarà un fabbricato composto da un piano fuori terra. L'edificio presenterà una pianta a forma rettangolare.

Si prevede che la copertura dell'edificio sarà piana e composta dalla struttura portante, da un massetto alleggerito per gestire le pendenze, dall'isolamento termico, dal manto di impermeabilizzazione e dalla pavimentazione di finitura.

Si prevede che le pareti esterne saranno realizzate con tamponamenti idonei per garantire isolamento termico e acustico.

La tipologia delle tramezze interne dipenderà dai requisiti antincendio delle diverse aree dell'edificio.

La fondazione è costituita da una platea in c.a.



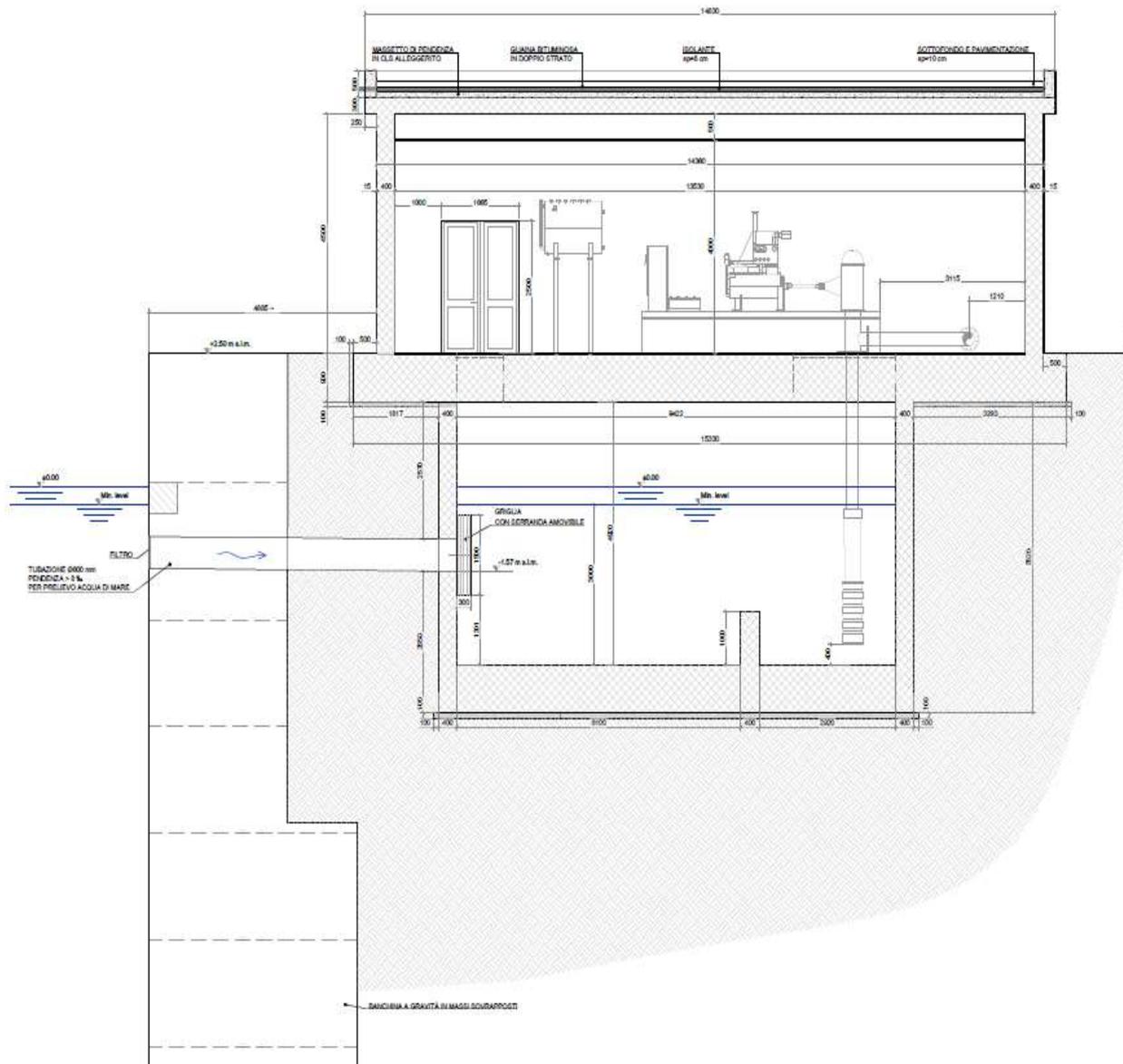
6.1.7 Edificio antincendio

L'edificio sarà un fabbricato composto da un piano fuori terra con pozzetto di aspirazione interrato. L'edificio presenterà una pianta a forma rettangolare.

Si prevede che la copertura dell'edificio sarà piana e composta dalla struttura portante, da un massetto alleggerito per gestire le pendenze, dall'isolamento termico, dal manto di impermeabilizzazione e dalla pavimentazione di finitura.

I tamponamenti esterni saranno idonei sia per garantire l'isolamento termico e acustico, sia i requisiti antincendio. L'edificio sarà dotato di idonee aperture per l'aerazione.

La fondazione è costituita da una platea in c.a.

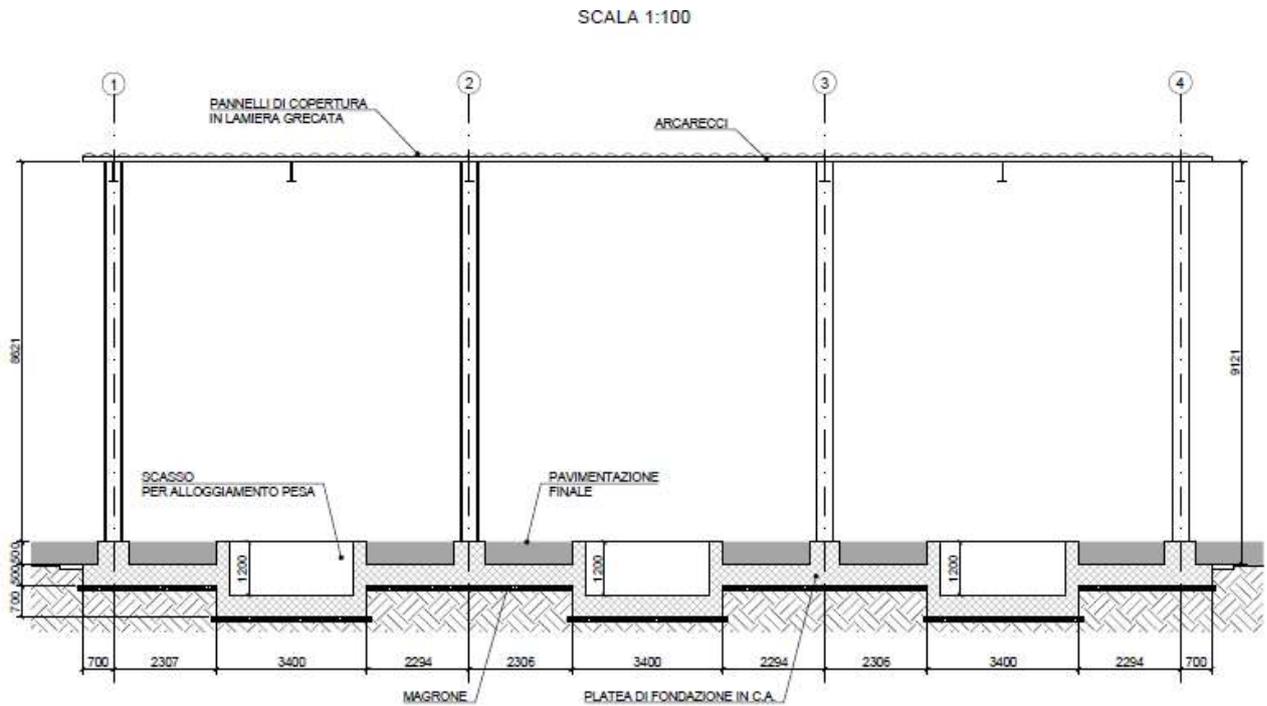


Come visibile nella immagine precedente le forometrie per l'installazione delle condotte di prelievo dell'acqua di mare verranno effettuate in area interessate dagli interventi di consolidamento della banchina prospiciente (i.e. interasse dei micropali di cucitura dei massi) che saranno definiti localmente con adeguata geometria per garantirne l'esecuzione.

6.1.8 Baie di carico autocisterne

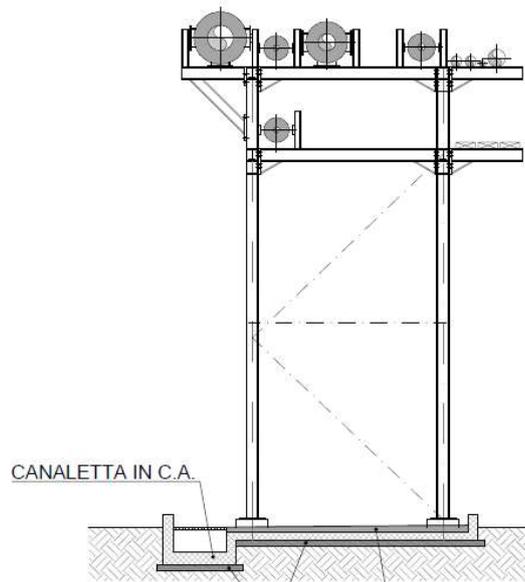
La pensilina di copertura dell'area di carico delle autocisterne è costituita da una struttura in acciaio. La copertura della struttura è prevista in lamiera grecata.

La struttura è fondata su una platea in c.a. In corrispondenza di ciascuna baia di carico è previsto uno scasso per l'alloggiamento della pesa.



6.1.9 Pipe-Rack

Il pipe-rack di sostegno delle nuove tubazioni di impianto (nella figura seguente è rappresentato un tipico) è costituito da una carpenteria metallica del tipo riportato nella figura sottostante. L'altezza della struttura è pari a circa 6 m e lo sviluppo complessivo in pianta è pari a circa 500 m.

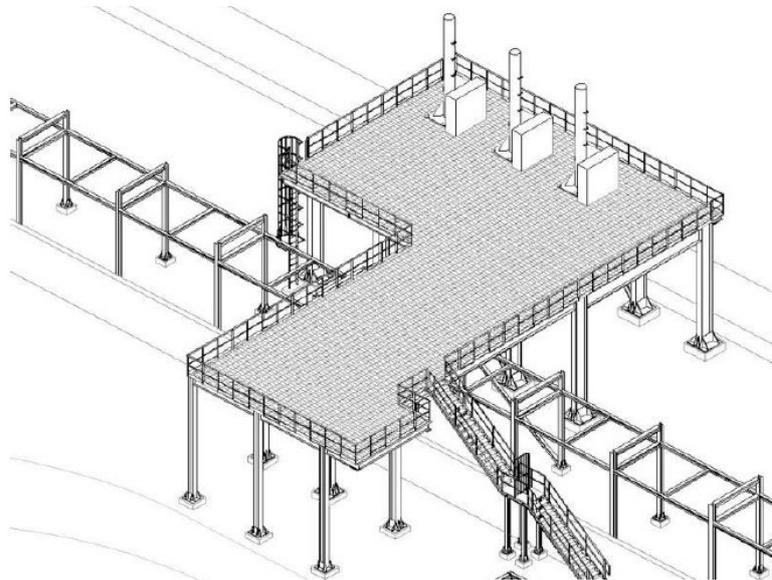


6.1.10 Torcia

La torcia prevista a progetto ha un camino preliminarmente identificato di diametro 24" e altezza di circa 50 m. La fondazione della torcia è costituita da una platea in c.a. fondata su pali. Le effettive dimensioni della fondazione saranno determinate nelle successive fasi progettuali.

6.1.11 Struttura di sostegno dei bracci di carico

Il progetto prevede la realizzazione di una struttura di sostegno dei bracci di carico su entrambi gli accosti, n. 60 e n. 65. La struttura sarà realizzata in carpenteria metallica e sarà fondata su fondazioni profonde. Il dimensionamento strutturale sarà effettuato nelle successive fasi progettuali. Nell'immagine seguente è rappresentato un tipologico della struttura.



La costruzione delle strutture dei bracci di carico è stata divisa in due fasi, nella prima si realizzerà quella dell'accosto n. 65, nella seconda quella dell'accosto n. 60.

6.1.12 Ganci di ormeggio e fender

Su entrambi gli accosti è prevista l'installazione degli arredi di banchina che consistono in ganci a scocco (Quick Release Hooks) e parabordi (nella immagine seguente sono mostrate installazioni di tipo analogo a quelle previste nel Progetto).

I ganci a scocco, realizzati in corrispondenza dei tratti di banchina a gravità, sono fondati su gruppi di micropali in modo da non gravare sulla struttura di banchina esistente.

±



6.1.13 Sottoservizi

Rete acque meteoriche

Il sistema di raccolta delle acque meteoriche nell'area di impianto è strettamente connesso alle opere di viabilità dell'area; le acque raccolte dal sistema di captazione vengono suddivise in acque di prima pioggia ed acque di seconda pioggia. Le prime vengono immagazzinate all'interno di una vasca di accumulo e rilanciate al centro di trattamento esistente nel deposito a terra di Kupit, mentre le seconde saranno scaricate a mare.

Il sistema di smaltimento delle acque meteoriche è costituito dall'insieme di pozzetti e caditoie grigliate connessi a tubazioni in PEAD o PVC.

La separazione delle acque di prima pioggia e di seconda pioggia avverrà mediante un pozzetto scolmatore che invierà le prime all'interno di una vasca di accumulo e le seconde al punto di scarico a mare. Lo scarico della vasca di prima pioggia avverrà per mezzo di un sistema di sollevamento; l'impianto dovrà essere in grado di svuotare l'intera vasca di prima pioggia in 48 ore.

Analogamente all'area di impianto, nel parcheggio di attesa, le acque raccolte dal sistema di captazione vengono suddivise in acque di prima pioggia ed acque di seconda pioggia.

Il sistema di smaltimento delle acque meteoriche è costituito dall'insieme di pozzetti e caditoie grigliate connessi a tubazioni in PEAD o PVC. La separazione delle acque di prima pioggia e di seconda pioggia avverrà mediante un pozzetto scolmatore che invierà le prime all'interno di una vasca di trattamento acque di prima pioggia e le seconde ad una vasca di laminazione.

La vasca di prima pioggia garantirà il trattamento in continuo delle acque.

La vasca di laminazione è stata dimensionata per consentire l'accumulo delle acque di seconda pioggia e garantire lo scarico controllato nella rete fognaria esistente sotto Stradone Vigliena. La portata allo scarico è stata fissata in 20 l/s/ha.

Lo scarico della vasca di laminazione avverrà per mezzo di un sistema di sollevamento o a gravità in funzione delle quote di posa della fognatura esistente che saranno reperite dall'ente gestore nelle successive fasi progettuali.

Rete raccolta LNG

Al fine di contenere eventuali rilasci di LNG, l'impianto è dotato di bacini di raccolta degli sversamenti accidentali di LNG (impounding basins) che consentono di raccogliere gli eventuali liquidi sversati e di colliarli ai pozzetti di raccolta. Tali bacini sono realizzati in maniera tale da permettere il deflusso del liquido criogenico, limitandone l'evaporazione.

Essendo tali aree esposte agli eventi meteorici, vista la necessità di evitare il contatto tra LNG ed acqua, i pozzetti dovranno essere dotati di opportuni sistemi di rilancio delle acque alla rete di smaltimento delle acque meteoriche. Inoltre, poiché le pompe utilizzate per il sollevamento non sono idonee al trasferimento di liquidi criogenici, dovranno essere installati appositi sensori all'interno delle vasche tali da consentire l'arresto immediato degli impianti di sollevamento in caso di sversamento accidentale di LNG.

Le dimensioni dei pozzetti di raccolta dovranno essere tali da consentire il contenimento del 110% del LNG potenzialmente disperso e comunque dovranno consentire il corretto funzionamento degli impianti di sollevamento.

Fognatura acque nere

La rete della fognatura nera deve raccogliere gli scarichi degli edifici in cui vi è presenza di personale e apparecchi igienici. Il numero massimo di presenze nell'impianto per edificio è di 10 unità e di conseguenza il consumo sarà al massimo di pochi litri al secondo.

Visti i ridotti valori di portata nera, il trattamento dei reflui avverrà per mezzo di 2 fosse Imhoff ubicate in maniera tale da raccogliere rispettivamente, per la prima gli apporti provenienti dalla Nuova sala controllo e dalle due operator room (Jetty 60 e Jetty 65), mentre per la seconda i reflui provenienti dalla stazione piazzalista.

I reflui delle due operator room verranno sollevati ad un pozzetto di intersezione posto a monte della vasca settica.

Lo scarico delle due fosse sarà sollevato e recapitato all'interno dei serbatoi 602 e 603.

La rete della fognatura nera a servizio della stazione di attesa nel parcheggio autobotti sarà collegata alla rete fognaria esistente al di sotto del sedime di Stradone Vigliena. Il punto di scarico sarà individuato nelle successive fasi di progettazione.

Altri sottoservizi

In aggiunta a quanto descritto nei paragrafi precedenti è prevista la realizzazione delle seguenti reti interrate:

- rete acque industriali;
- rete idrica;
- rete antincendio;
- cavidotto MT;
- vie cavo elettriche e strumentali;
- vie cavo per illuminazione aree esterne;
- rete di messa a terra.

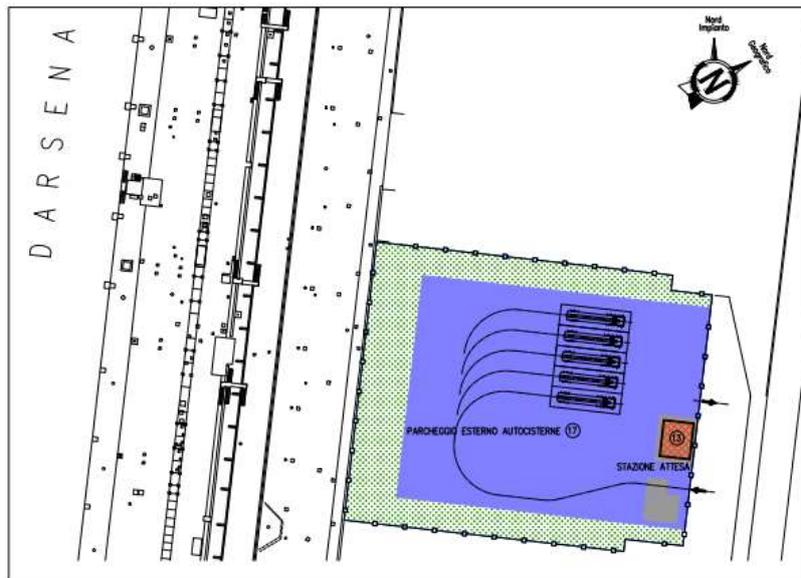
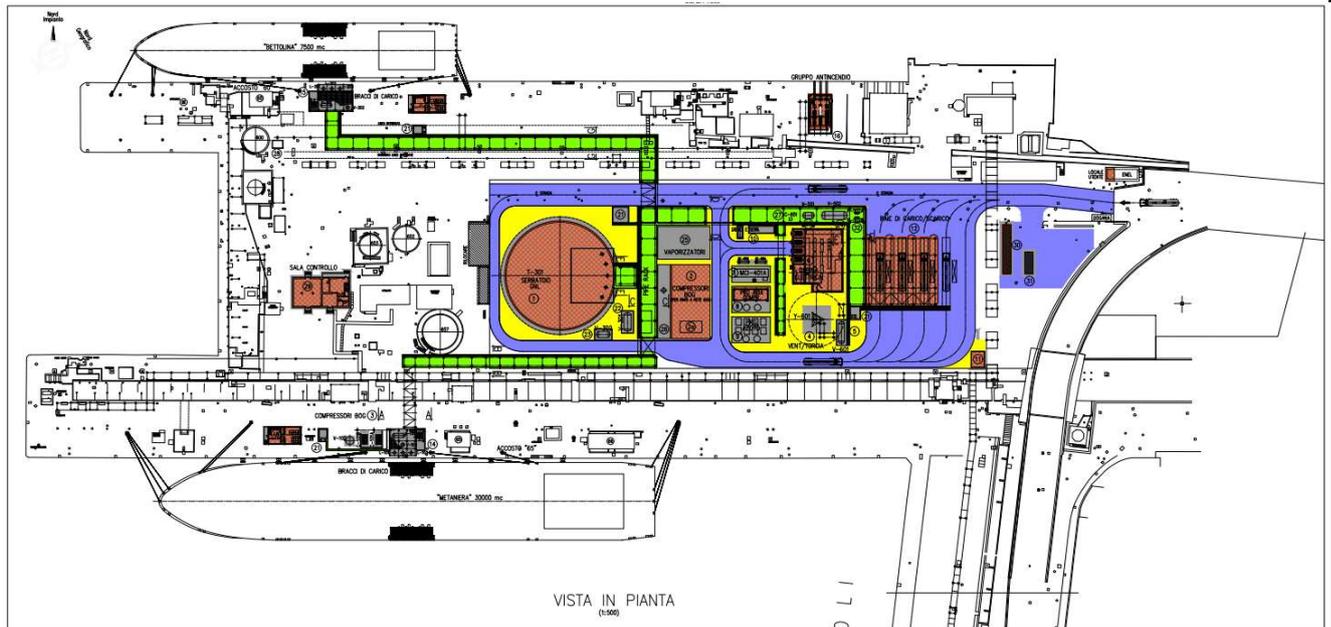
6.1.14 Parcheggio di attesa autobotti

Come anticipato il parcheggio dei mezzi di attesa sarà effettuato presso l'area ex Tirreno Power. La superficie dell'area è pari a circa 5000 m².

L'area sarà pavimentata e collegata alla rete idrica, fognaria ed elettrica presente sotto Stradone Vigliena (previa verifica della fattibilità con gli enti gestori delle reti). Nell'area è prevista la realizzazione di un piccolo fabbricato dotato di servizi igienici e piccola area ristoro per i camionisti.

6.1.15 Viabilità interna e sistemazioni esterne

L'area di impianto sarà accessibile attraverso l'ingresso principale attuale all'impianto esistente. Le strade e i piazzali saranno realizzate con pavimentazione in conglomerato bituminoso (color viola nella figura sottostante). Le aree al di sotto del pipe-rack saranno realizzate con pavimentazione in calcestruzzo idonea a raccogliere eventuali perdite di LNG (color verde). Le restanti aree, ad eccezione di quelle occupate da edifici e altre opere (color grigio e rosso), saranno inghiaiate (color giallo) o sistemate a verde (color verde puntinato).



6.2 Principali attività civili per la realizzazione dell'impianto

6.2.1 Attività preliminari

Includono le attività di approntamento del cantiere. Tra queste si ricordano:

- montaggio dei baraccamenti con le recinzioni di cantiere ed i cartelli di segnalazione;
- dislocazione dei servizi igienico-assistenziali;
- realizzazione degli impianti di alimentazione di elettricità ed acqua;
- individuazione delle zone di deposito attrezzature e stoccaggio materiali;
- individuazione di contenitori di raccolta dei rifiuti di cantiere.

Si evidenzia che, preliminarmente all'inizio delle attività di cantiere, dovranno essere completate le attività di predisposizione delle aree di impianto oggetto di demolizione, tra cui la ricollocazione temporanea degli equipment dell'attuale Sala Controllo.

6.2.2 Svuotamento e Bonifica Impianti

Prima dell'avvio delle operazioni di demolizione è necessario che sia accertato lo stato degli impianti dismessi, pertanto si provvederà alla bonifica delle tubazioni di alimentazione agli impianti, dei serbatoi di stoccaggio e delle relative opere accessorie.

Gli impianti della vecchia raffineria dovrebbero essere stati bonificati in passato prima di essere definitivamente dismessi e abbandonati. Prima di procedere con le attività di smontaggio e demolizione sarà necessario accertare che non sia necessario eseguire nuovamente il processo di bonifica.

Pulizia linee e flussaggio

Nel caso si rendessero necessarie, occorrerà effettuare la completa bonifica interna e pulizia delle apparecchiature, tubazioni e serbatoi, che durante la fase di esercizio dell'impianto contenevano prodotti chimici, lubrificanti, combustibili o altre sostanze necessarie al loro funzionamento.

Preliminarmente alle attività di bonifica, verrà verificato lo stato di riempimento delle tubazioni e dei serbatoi, valutando i residui presenti, procedendo eventualmente allo svuotamento dei residui.

Scoibentazione

Particolare attenzione dovrà essere riposta inoltre nei riguardi delle lavorazioni per cui si prevede la presenza di fibre pericolose (es. amianto), qualora presenti.

I materiali isolanti contenenti sostanze pericolose quali fibre minerali e fibre ceramiche dovranno essere rimossi al fine di garantire la tutela dell'ambiente e dei lavoratori, secondo modalità che rispettino la normativa vigente e rispettando tutte le precauzioni necessarie in relazione all'area di intervento interessata e alla struttura da bonificare.

6.2.3 Demolizioni

In generale, la demolizione degli impianti avverrà per riduzione volumetrica, trasporto a deposito temporaneo, con suddivisione per classe omogenea di rifiuto. Successivamente i materiali saranno caricati su mezzi di trasporto autorizzati al conferimento presso i centri di smaltimento e/o recupero.

Le attività di smantellamento saranno effettuate adottando diverse tecniche di taglio, in funzione delle esigenze che si presenteranno (taglio a freddo o a caldo) e alle scelte dell'appaltatore.

In questa fase si è considerato che per la dismissione dei serbatoi principali in acciaio, la tecnica preferibile è tramite l'utilizzo di escavatori armati con cesoie idrauliche.

In termini generali le fasi principali delle lavorazioni saranno comunque strutturate nella modalità seguente:

- demolizione del mantello di contenimento e del fondo;
- demolizione della platea di fondazione.

Nel caso la metodologia venisse confermata il piano di lavoro sarà organizzato in modo da:

- procedere con il taglio dei mantelli dall'alto verso il basso, per settori successivi;
- i tagli saranno eseguiti verticalmente e la porzione del mantello interessata sarà piegata verso l'interno;

- le pieghe verso l'interno saranno effettuate progressivamente su tutto il perimetro, al fine di garantire la stabilità del serbatoio.

L'ultima fase di demolizione dei serbatoi interessa la platea di base in cemento armato, da svolgersi mediante mezzo meccanico dotato di martellone.

Tubazioni

Dalle informazioni a disposizione, le tubazioni in oggetto sono principalmente costituite di acciaio al carbonio.

Nella demolizione delle tubazioni più grandi si prediligeranno le tecniche di demolizione aerea, tagliando le tubazioni in corrispondenza degli appoggi e imbracandole per il successivo posizionamento a terra, dove saranno ulteriormente ridotte di dimensione.

Particolare attenzione andrà posta alle parti di connessione (dove si prevede la presenza di amianto, che in passato veniva utilizzato per produrre le guarnizioni).

Opere in sottoterraneo

La demolizione delle opere in sottoterraneo, come i pozzetti interrati e le vasche in cemento armato a servizio della vecchia raffineria saranno realizzate secondo le seguenti fasi:

- verifica della presenza di liquidi all'interno;
- campionamento dei reflui e definizione delle modalità di smaltimento;
- in funzione dei risultati analitici si procederà alla eventuale bonifica di tubazioni, pozzetti e vasca;
- scavo in corrispondenza delle strutture interrate in c.a.

Gli scavi verranno eseguiti con mezzi meccanici attrezzati di benna e, successivamente, in funzione del materiale da demolire e delle caratteristiche dell'oggetto della demolizione si potrà intervenire mediante:

- escavatore attrezzato con martellone (opere in cemento armato);
- escavatore attrezzato con cesoia oleodinamica (apparecchiature in metallo);

Strutture in CA

La demolizione di edifici e manufatti fuori terra, oltre che di basamenti o fondazioni in cemento armato, dovrà essere eseguita attraverso l'utilizzo di escavatori idraulici (cingolati e/o gommati). L'abbattimento, come nel caso degli impianti, dovrà cominciare nella parte alta per poi proseguire verso il basso.

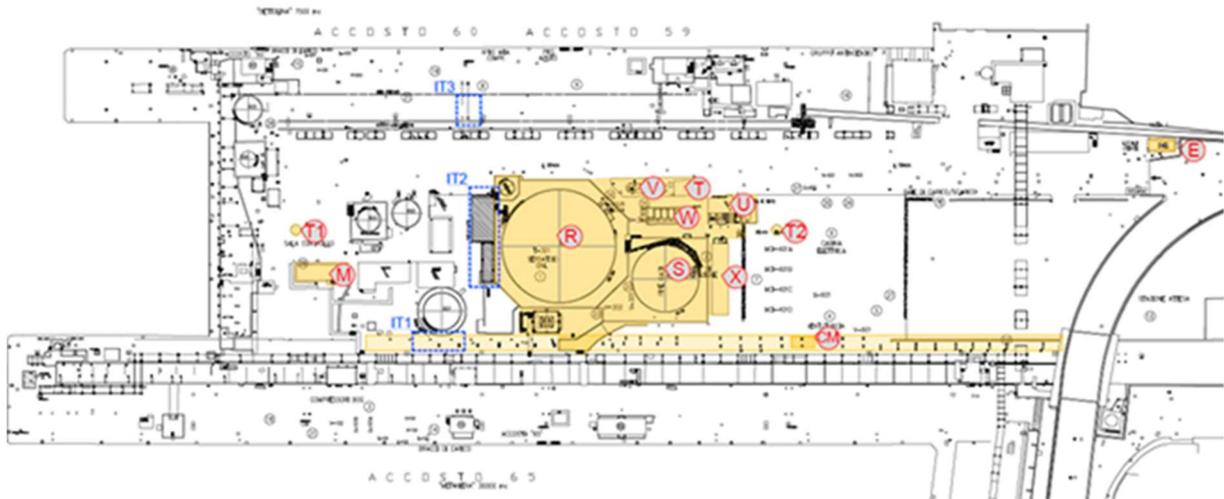
Il materiale risultante dalla demolizione verrà caricato con pale caricatori su idonei autocarri, per poi essere smaltito presso impianto autorizzato.

Le fasi di demolizione, deferrizzazione e riduzione volumetrica del cemento armato sono solitamente considerate critiche per l'alta produzione di polveri, pertanto, per ridurre la loro dispersione in atmosfera si procederà alla bagnatura dei materiali durante tali attività.

Strutture da demolire

In questa sezione si riporta una breve descrizione dei principali edifici ed impianti di cui si prevede la demolizione preliminarmente alla realizzazione del nuovo impianto.

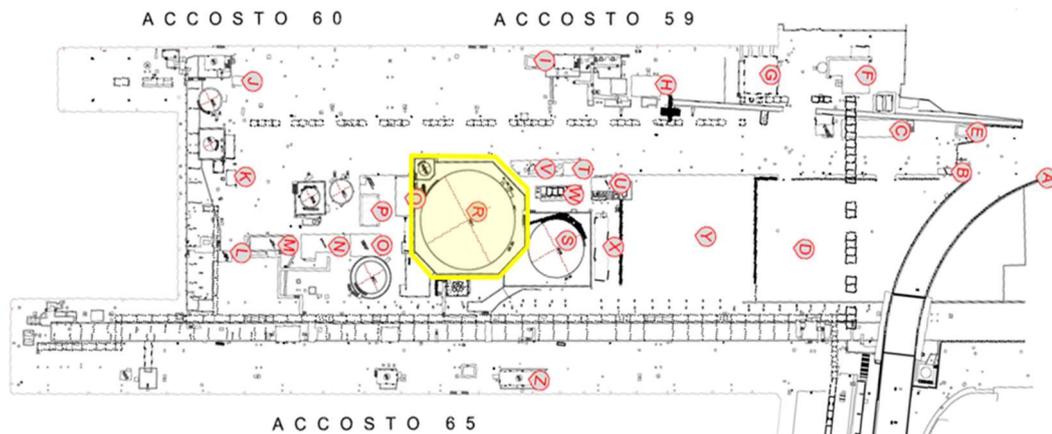
Nell'immagine raffigurata di seguito sono mostrate le aree ed i principali edifici oggetto di demolizione.



Nelle sezioni successive, si riporta una descrizione sintetica dei singoli edifici ed impianti da demolire. Viene fornita anche una stima preliminare della durata delle attività e una indicazione preliminare dei mezzi che potranno essere coinvolti. Si sottolinea che le caratteristiche ed il numero dei mezzi potrebbero cambiare in funzione delle scelte dell'appaltatore.

Serbatoio Acque di Sentina (R)

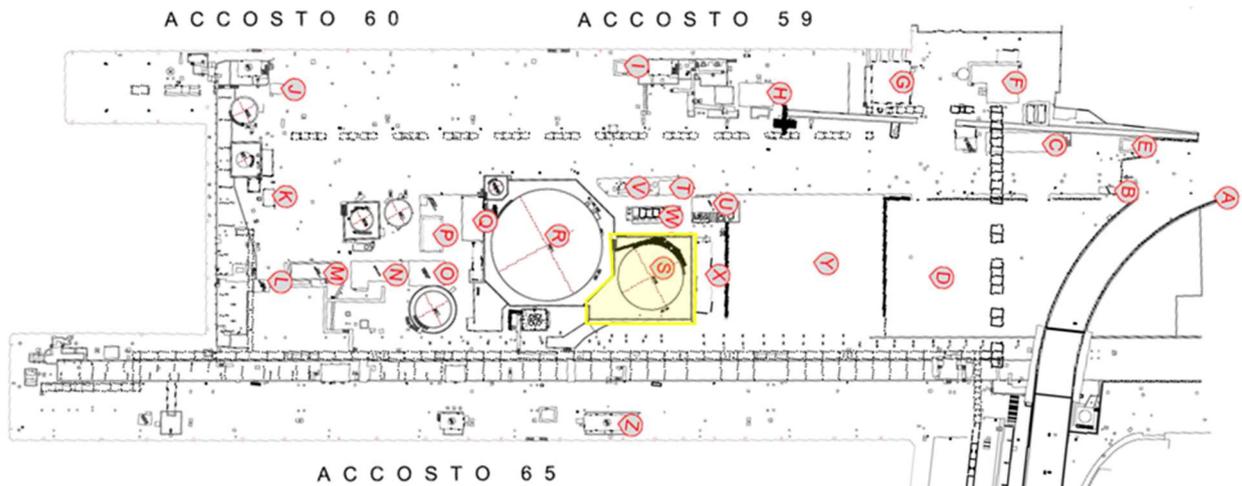
Il Serbatoio ha un diametro di circa 40 m ed un'altezza di circa 15 m, con pareti in acciaio di spessore pari a circa 10 mm. Esso rappresenta la struttura di impianto più grande da demolire. In corrispondenza di quest'area si prevede il posizionamento del nuovo serbatoio dell'impianto LNG.



Complessivamente, per la demolizione della struttura e delle fondazioni, si stimano necessari circa 50 giorni lavorativi

Serbatoio per trattamento acque di zavorra (S)

Il Serbatoio 606 ha un diametro di circa 24 m ed un'altezza di circa 14 m, si trova in corrispondenza di dove si prevede la costruzione di parte del nuovo rack e di parte dell'edificio adibito a contenere il sistema di compressione del BOG in rete.

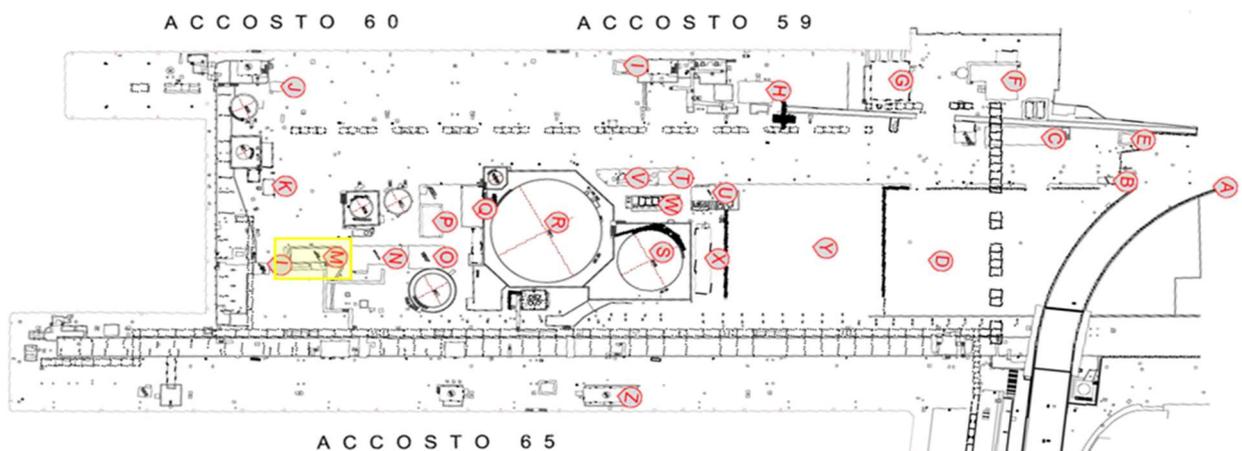


Analogamente al 604, il serbatoio 606 presenta lungo il perimetro esterno un muro in cemento armato di forma anulare, altezza circa 3.5 metri e spessore circa 25 cm, che dovrà essere anch'esso demolito.

Complessivamente, per la struttura e le fondazioni, si considerano necessari circa 28 giorni lavorativi, utilizzando i seguenti mezzi principali:

- un escavatore armato con cesoie idrauliche, uno armato di pinza per la demolizione delle parti metalliche;
- un escavatore armato con martellone per la demolizione della fondazione;
- un escavatore dedicato al carico dei materiali provenienti dalle demolizioni ed un autocarro per il trasporto dei rifiuti nell'area interna al cantiere adibita a deposito temporaneo.

Sala Controllo e Uffici (M)



La palazzina presenta una struttura di due piani con pianta rettangolare. Il piano terra ha dimensioni di circa 18 x 7 metri di larghezza. Il piano superiore è leggermente ridotto in termini di dimensioni. L'edificio presenta un'altezza complessiva di circa 7.5 metri.

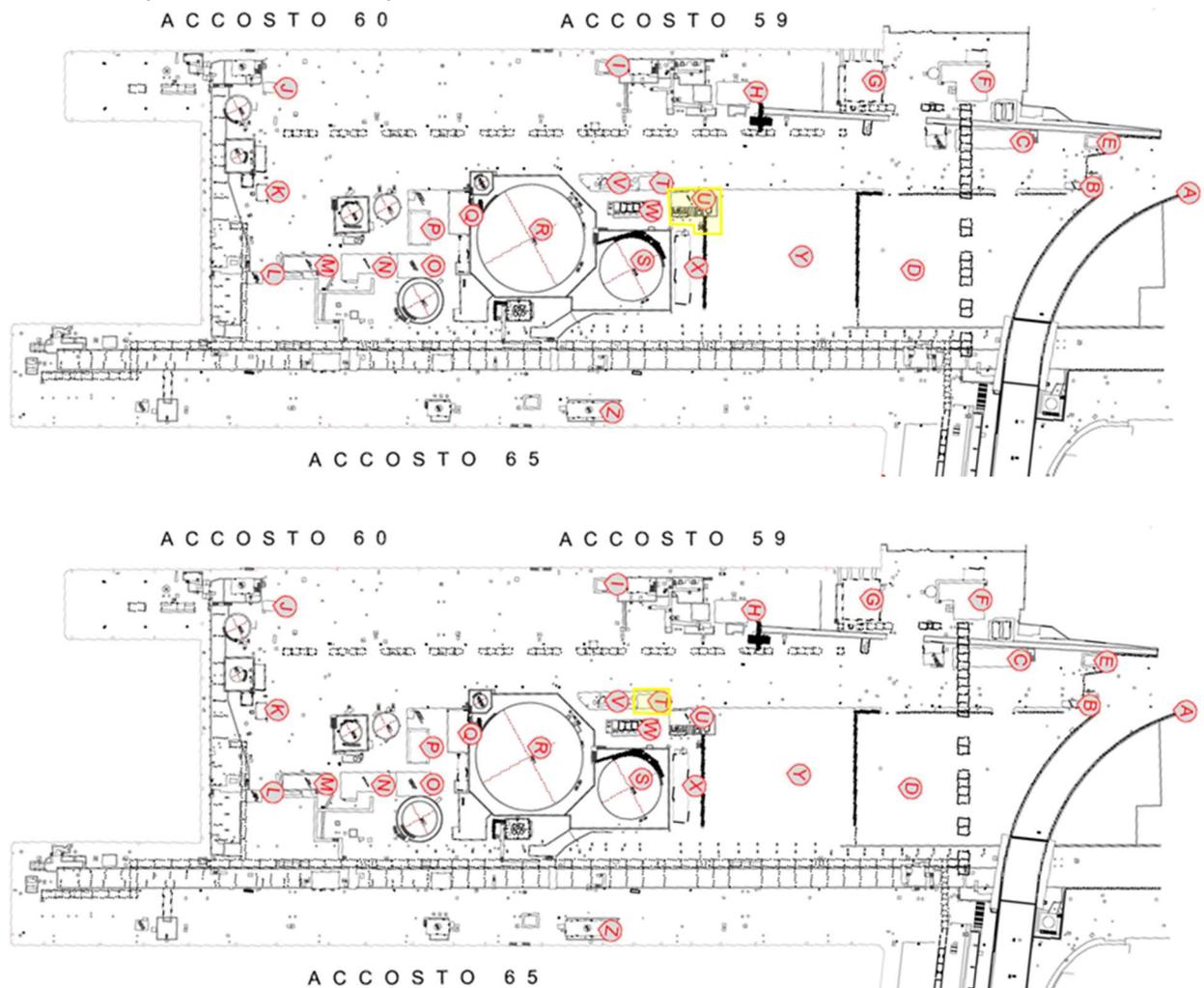
La maglia strutturale dell'edificio è a travi e pilastri in cemento armato, costituito da travi con grande inerzia e pilastri molto esili.

Complessivamente si considerano necessari circa 20 giorni lavorativi, utilizzando i seguenti mezzi principali:

- due escavatori di cui uno armato di martellone
- un autocarro per il trasporto dei rifiuti nell'area interna al cantiere adibita a deposito temporaneo, dalla quale saranno successivamente trasportati all'impianto di recupero e/o smaltimento.

Strutture minori

La cabina elettrica denominata "Cabina elettrica 12" (U) si tratta di un vecchio edificio che presenta in pianta dimensioni 12 x 9 metri, ed è strutturato di due parti: una parte coperta che era adibita a cabina elettrica vera e propria, una parte aperta che presenta 5 muri disposti a pettine che un tempo contenevano impianti.

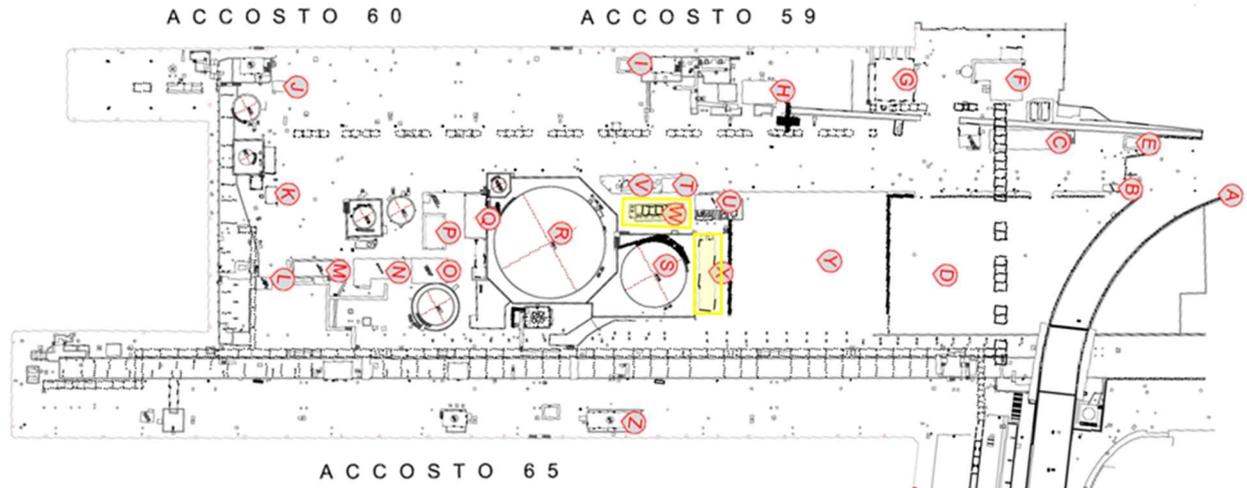


La Cabina Elettrica T presenta una pianta rettangolare, con dimensioni in pianta 7.5 x 5 metri ed un'altezza complessiva di 4.5 metri circa.

Per la demolizione di queste strutture si stima preliminarmente di impiegare circa 10 giorni lavorativi, utilizzando i seguenti mezzi principali:

- due escavatori di cui uno armato di martellone
- un autocarro per il trasporto dei rifiuti nell'area interna al cantiere adibita a deposito temporaneo, dalla quale saranno successivamente trasportati all'impianto di recupero e/o smaltimento.

In banchina sono presenti alcuni impianti inutilizzati e vasche interrato a servizio della vecchia raffineria. Questi sono presenti in differenti zone intorno ai serbatoi 604 e 606. Le vasche principali sono indicate con la lettera W e X.



Le vasche indicati dalla W figurano in completo stato di abbandono, hanno dimensioni di circa 17 x 5 metri di larghezza. Non si hanno al momento dati riguardo le profondità.

Per la demolizione di questi elementi, compreso il muro in cemento armato di separazione fra i serbatoi con una lunghezza di circa 340 m, si considera di impiegare circa 25 giorni lavorativi, utilizzando i seguenti mezzi principali:

- due escavatori di cui uno armato di martellone
- un autocarro per il trasporto dei rifiuti nell'area interna al cantiere adibita a deposito temporaneo, dalla quale saranno successivamente trasportati all'impianto di recupero e/o smaltimento.

6.2.4 Preparazione del sito

Allo stato attuale delle informazioni si ritiene necessario prevedere interventi di miglioramento delle caratteristiche meccaniche dei terreni nelle aree interessate dal serbatoio, dalla sala controllo e da altre opere accessorie.

A tergo delle banchine a gravità, l'intervento consigliato consiste nel trattamento del terreno con colonne di jet-grouting e iniezioni a bassa pressione o similari. Questo intervento consiste nell'iniettare una miscela "legante" opportunamente calibrata nei terreni, andando a generare una maglia di 'colonne cementate'. La cementazione provoca un aumento della resistenza a liquefazione, una riduzione della permeabilità ed un incremento della rigidità. Questo tipo di consolidamento, realizzato a tergo delle banchine a gravità, oltre a risolvere l'eventuale problema della liquefazione, sostituisce in definitiva il cuneo di spinta attiva del terreno presente, riducendo l'azione diretta del riempimento sulle murate, anche in condizioni statiche.

In tutta la restante area di interesse del nuovo impianto, qualora fosse accertato il rischio di liquefazione, si procederà ad opportuni trattamenti, identificati in via preliminare da colonne in ghiaia vibrocompattate (CGV).

Le attrezzature al momento stimate necessarie all'esecuzione del jet-grouting consistono in 3 sonde con uno/due impianti per la preparazione della miscela, pompe ad alta pressione e compressori.

Le attrezzature necessarie per la realizzazione delle CGV consistono in utensili vibro a bassa frequenza montati su gru a fune.

6.2.5 Interventi di consolidamento della banchina attuale

Per gli accosto 59 e 60, si prevede al momento, in aggiunta al trattamento del terreno, la realizzazione micropali di cucitura dei massi con cordolo in c.a. testa pali. Al di sotto dell'imbasamento della banchina è prevista l'esecuzione del trattamento mediante colonne di jet-grouting sfruttando la perforazione eseguita per i micropali. Lo sviluppo complessivo del tratto di banchina da consolidare è pari a 80 m (60 m in corrispondenza dell'accosto 60 in Fase 2 e 20 m in corrispondenza dell'accosto 59 in Fase 1).

Per l'Accosto 65, si prevede un intervento analogo, per uno sviluppo di 65 m, con alcune differenze in termini di geometrie.

7 SISTEMA ELETTRICO

7.1 Descrizione generale

Il sistema di distribuzione di potenza del nuovo Deposito costiero LNG di Napoli, prevede un punto di consegna con la Rete di Distribuzione Nazionale, realizzato attraverso l'ampliamento e l'adeguamento della cabina elettrica di consegna esistente, ubicata nella zona di confine, in vicinanza dell'accesso all'impianto ed in prossimità dell'edificio della dogana. Da questo punto di consegna sarà mantenuta l'alimentazione per l'impianto esistente e verrà derivata l'alimentazione alla cabina di interfaccia con quadro MT e un trasformatore.

L'impianto, che conviverà con la circuitazione esistente, sarà altresì equipaggiato da un Motore a Combustione Interna (MCI), che utilizza parte del gas (BOG) naturalmente generato dall'evaporazione del LNG durante le fasi di stoccaggio e trasferimento per fornire parte dell'energia elettrica necessaria.

In condizioni di assetto normale dell'impianto, la connessione alla rete del Distributore verrà mantenuta attiva con il funzionamento in parallelo del generatore (MCI) che contribuirà all'alimentazione dell'impianto stesso.

In accordo a quanto sopra descritto, l'Impianto sarà caratterizzato da tre possibili modi di funzionamento, essendo la transizione tra questi possibile, senza soluzione di continuità dell'alimentazione alle utenze, ovvero senza interruzione di alimentazione alle utenze durante i passaggi tra i diversi assetti.

Assetto Normale

L'impianto risulterà alimentato dalle Rete di Distribuzione Nazionale e dal singolo MCI. Nelle condizioni operative nelle quali il generatore non sarà in grado di produrre energia per l'impianto la quota mancante di energia elettrica sarà anch'essa prelevata dalla Rete di Distribuzione.

Assetto in Isola

In questo assetto il motore MCI regola la produzione di potenza attiva e reattiva per soddisfare ad ogni istante le esigenze dei soli carichi dell'impianto predefiniti per questo tipo di assetto.

Assetto di Emergenza

In caso di indisponibilità della rete e di MCI fuori servizio, viene attivato il generatore diesel di emergenza EDG che alimenta i soli carichi di sicurezza. Preliminarmente questi includeranno:

- Sistema antincendio;
- Alimentazione UPS;
- Carichi di emergenza dei QSA (ad es. Centralina Bracci di carico, ICCS);
- Alimentazione torcia;
- Compressori aria strumenti e servizi;
- Pompe Intank LR.

Al ritorno dell'alimentazione da rete o alla messa in servizio del MCI il sistema ritorna in assetto a) o b) assetto di funzionamento normale senza la necessità di interrompere l'alimentazione alle utenze di emergenza.

7.2 Punti di interconnessione

L'impianto sarà collegato e alimentato dalla Rete di Distribuzione Nazionale tramite una linea di Media Tensione in cavo. Sarà prevista una Cabina Elettrica di interfaccia, ubicata nella zona di confine dell'impianto. La suddetta Cabina Elettrica sarà divisa in tre Sezioni: locale Distributore, Locale Misure Fiscali e Locale Utente.

Al momento si prevede, in analogia a quanto attualmente esistente, un allaccio a 9kV. Le effettive caratteristiche del punto di allaccio, sulla base delle quali è stato al momento definito il sistema elettrico, saranno confermate a seguito di confronto con il distributore locale di energia elettrica.

7.3 Sicurezza elettrica

Nella progettazione definitiva dei sistemi elettrici saranno presi tutti gli accorgimenti che limitino i rischi ad essi connessi (come elettrocuzione e innesco):

- Protezione contro i Contatti Diretti: le parti attive saranno poste entro involucri aventi adeguato grado di protezione e fissate in modo da impedirne la rimozione accidentale e apribili solo con adeguate attrezzature
- Protezione contro i Contatti Indiretti
- Impianto di terra: la rete sarà del tipo a maglia, realizzato con corda di rame e coprirà tutto l'area dell'impianto. Tutte le apparecchiature elettriche e le strutture saranno collegate al dispersore ed adeguatamente interconnesse per ottenere l'equipotenzialità di tutte le masse e le masse estranee. Inoltre l'impianto di terra sarà elettricamente collegato in più punti alla rete di terra dell'impianto esistente e presente sul molo Vigliena
- Controllo del corto-circuito
- Misure di isolamento elettrico
- Selezione di materiali certificati
- Rispetto delle procedure.

7.4 Scariche Atmosferiche (Lightning)

Verrà prestata particolare attenzione al fenomeno delle scariche atmosferiche (lightning) e saranno adottate soluzioni progettuali che diano la massima protezione limitando i rischi di innesco da fulmini. La protezione dalle scariche atmosferiche deve essere fatta in accordo alla CEI EN 62305.

Ai sensi delle norme CEI EN applicabili, nelle strutture con pericolo di esplosione saranno installati dispersori al fine di garantire l'equipotenzialità tra tutte le parti metalliche. Per quanto riguarda i bracci di carico, le pensiline e i serbatoi, essendo costituiti da strutture metalliche, queste si ritengono autoprotette con prescrizioni sugli spessori.

Al fine di evitare la perforazione o il fenomeno del punto caldo lo spessore delle lastre metalliche, dei serbatoi e delle tubazioni metalliche in acciaio dovrà essere in accordo alla normativa vigente (CEI EN 62305-3).

8 SISTEMI DI SICUREZZA E CONTROLLO

8.1 Introduzione

Il sistema di automazione, sicurezza e controllo (ICSS) sarà un sistema completamente integrato sia per le funzioni di controllo che di sicurezza, includendo:

- Distributed Control System (DCS);
- Emergency Shutdown System (ESD)
- Fire and Gas Detection System (F&G)

Saranno previste tre postazioni di supervisione e gestione del deposito, una in sala controllo principale e altre due postazioni saranno in prossimità di ciascuna banchina. Le postazioni sono collegate alla rete principale mediante fibra ottica.

Si sottolinea il progetto del Deposito Costiero LNG include la possibilità di interfacciare il sistema di sicurezza e controllo con il Deposito Fiscale Kupit.

8.2 Sistema di controllo distribuito (DCS)

Il Sistema di Controllo Distribuito (DCS) è un sistema informatico che fornisce il controllo di processo e il monitoraggio per l'intero impianto.

Compito del DCS è permettere attraverso la stazione operatore il controllo completo del processo, la registrazione dati, la gestione degli allarmi, interfacciamento con ESD, con i sistemi package aventi un proprio 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 per il collegamento con il campo, adibiti alla gestione delle logiche di processo.

La postazione operatore sarà collocata nella sala controllo principale, altre due postazioni saranno locate nei pressi delle due banchine.

8.3 Sistema di arresto di emergenza (ESD)

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

L'ESD sarà un sistema tollerante il guasto, progettato, testato, operato e mantenuto in accordo ai requisiti delle norme IEC 61508/61511. Come richiesto dalla norma UNI EN 1473, il "signal processor" sarà SIL 3 o superiore.

L'ESD, come il sistema F&G, sarà un sistema totalmente indipendente dal DCS o dai PLC dedicati alle sequenze operative di impianto, utilizzerà strumenti dedicati secondo quanto prescritto dagli standard internazionali applicabili; ma sarà integrato in un'unica rete di supervisione.

Il sistema ESD ha 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 può 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 pericoloso, pur mantenendo in marcia il resto dell'impianto.

La fermata totale o parziale dell'impianto può 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 di protezione di impianto è concepito sulla base di un insieme di sottosistemi che ne permettono l'intervento secondo differenti livelli di protezione. Sono previsti 5 livelli di ESD, descritti nei paragrafi seguenti.

Il sistema di protezione di impianto sarà concepito sulla base di un insieme di sottosistemi che ne permettono l'intervento secondo differenti livelli di protezione. Saranno previsti i seguenti cinque (5) livelli ESD:

- ESD-0: shutdown generale dell'impianto;
- ESD-1: shutdown per l'interruzione del trasferimento nave-deposito;
- ESD-2: disconnessione dei bracci di carico per trasferimento a/da nave;
- ESD-3: shutdown per l'interruzione del trasferimento deposito-pensiline di carico;
- ESD-4 shutdown a livello di singole apparecchiature.

ESD-0

Il livello ESD-0 verrà generato da segnali ridondati di terremoto o di calamità naturali, dal segnale principale del sistema di rilevazione gas e incendio, da bassa pressione aria strumenti, da bassissima pressione nel serbatoio di stoccaggio GNL, da altissima pressione nel serbatoio di stoccaggio GNL, da altissimo livello serbatoio di stoccaggio GNL, da altissimo livello nel KO Drum di torcia e da mancanza di energia elettrica e attiverà lo shutdown dell'intero impianto.

ESD-1

Il livello ESD-1 verrà generato da rilevamento gas e/o fuoco in area banchina, da attivazione ship to shore link da nave o da terra, da attivazione 1° livello di allarme dai bracci di carico/scarico, da attivazione dell'altissimo livello KO Drum compressori BOG (ove presenti) e dall'altissimo livello del KO drum vapori di ritorno situato in banchina.

L'attivazione di ESD-1 interromperà i trasferimenti nave-deposito.

ESD-2

Il livello ESD-2 verrà generato da attivazione 2° livello di allarme dai bracci di carico/scarico e da mancanza energia elettrica e de-energizzazione dei bracci di carico/scarico.

L'attivazione di ESD-2 attiverà ESD-1 e disconetterà i bracci di carico/scarico per trasferimento a/da nave.

ESD-3

Il livello ESD-3 verrà generato da rilevamento gas e/o fuoco in area pensiline di carico, da sovra-riempimento autocisterna, da attivazione dell'altissimo livello nel drain drum baie di carico e dall'attivazione di allarme manichette.

L'attivazione di ESD-3 interromperà il trasferimento deposito-autocisterna e isolerà le baie di carico dal serbatoio.

ESD-4

Il livello ESD-4 verrà generato in corrispondenza di anomale condizioni di processo e causerà l'isolamento delle specifiche apparecchiature interessate.

8.4 Fire&Gas system (F&G System)

L'impianto è 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 perdite di gas e incendi.

Il F&G sarà un sistema tollerante il guasto, progettato, testato, operato e mantenuto in accordo ai requisiti delle norme IEC 61508/61511. Il "signal processor" sarà SIL 3.

Il sistema di rivelazione 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 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 ESD;
- Attivazione delle pompe antincendio e degli impianti fissi previsti su conferma dell'impianto di rivelazione incendi.

Ogni edificio del terminale, per il quale è previsto un sistema automatico di spegnimento o inertizzazione sarà dotato di un proprio pannello di controllo locale. Esso sarà indipendente e idoneo alla rivelazione ed estinzione dell'incendio, così come all'attivazione dei segnali ottici acustici e al controllo dell'impianto di ventilazione e condizionamento dell'edificio.

I pannelli locali dedicati alla supervisione di edifici critici, quali sala quadri o le sale controllo verranno cablati ai sistemi di sicurezza

8.5 Misure e campionamento

Ogni operazione di carico e scarico dovrà essere monitorata in termini quantitativi e qualitativi, e contabilizzata come dettagliato di seguito:

- La quantità di GNL lato nave (scaricata da metaniera/caricata su bettolina) verrà misurata e contabilizzata tramite misure di livello dei serbatoi nave all'inizio e alla fine dell'operazione;
- La modalità di misura e contabilizzazione della quantità di GNL caricata durante operazioni di bunkeraggio diretto (TTS) verrà definita durante lo sviluppo dell'ingegneria;
- La quantità di GNL trasferita alle autocisterne verrà misurata e contabilizzata tramite un sistema di pesatura avente caratteristiche fiscali, costituito da misuratori inseriti sulle pesche delle autocisterne;
- La quantità di Bio-GNL in ingresso al deposito verrà misurata e contabilizzata tramite un sistema di pesatura avente caratteristiche fiscali, costituito da misuratori inseriti sulle pesche delle autocisterne;
- La quantità di BOG trasferita alla/dalla metaniera/bettolina verrà misurata e contabilizzata non fiscalmente attraverso appositi misuratori;
- La quantità di BOG trasferita dalle pensiline di carico verrà misurata e contabilizzata non fiscalmente;
- Il campionamento del GNL avverrà tramite i punti di misura dedicati su ogni banchina, per le pensiline di carico e per il Bio-LNG;
- Il campionamento del BOG avverrà tramite i punti di misura su ogni banchina e per le pensiline di carico.

Relativamente al BOG trasferito al motore a combustione interna (MCI) e avviato alla rete di distribuzione/trasporto, la quantità verrà misurata e contabilizzata fiscalmente attraverso misuratore fiscale e il campionamento avverrà tramite il punto di misura. La quantità di gas inviato in flare verrà misurata e contabilizzata.

9 INTEGRITA' DI IMPIANTO, SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE

9.1 Introduzione

L'impianto verrà realizzato e gestito col primario obiettivo della salvaguardia della salute, della sicurezza e dell'ambiente.

L'impianto è progettato utilizzando, ovunque possibile, principi e soluzioni intrinsecamente sicuri. Il principio della sicurezza intrinseca consta nella scelta di soluzioni progettuali che eliminino i pericoli e prevengano l'accadimento di un evento accidentale, piuttosto che basarsi su sistemi di protezione che reagiscano a seguito dell'inizio della catena di eventi che porta ad un incidente; ne risulta che la sicurezza intrinseca non è aggiunta ma insita nella scelta progettuale.

Per quanto riguarda invece gli aspetti di prevenzione, controllo e mitigazione, l'impianto implementa le migliori pratiche di settore applicabili (stato dell'arte, buona prassi ingegneristica) e se si applica una tecnologia collaudata in un contesto stabilito o simile.

Si sottolinea che le tematiche di sicurezza sarà adottato lo stato dell'arte e la migliore prassi ingegneristica.

9.2 Integrità dell'impianto

9.2.1 Integrità strutturale

Le strutture dell'Impianto devono poter resistere ai carichi/stress causati dagli scenari accidentali ragionevolmente prevedibili, tra cui:

- Eventi sismici: la progettazione dell'Impianto comprende la classificazione sismica del Deposito in accordo alla Norma UNI EN 1473:2016.

Tale classificazione sismica si basa sui principi di:

- SSE: evento sismico con tempo di ritorno medio minimo di 5000 anni
- OBE: evento sismico con tempo di ritorno medio minimo di 475 anni

I sistemi dell'Impianto (ad esempio apparecchiature, strumenti, tubazioni, edifici, strutture) saranno classificati come critici qualora un loro danneggiamento provocasse una situazione di pericolo in Impianto o una mancata produzione dello stesso.

Conseguentemente, la classi sismiche associate a tali sistemi sono:

- Classe A: sistemi chiave dell'Impianto, che dovranno garantire continuità operativa in seguito a SSE e OBE (ad esempio ESD, sistema di contenimento secondario dei serbatoi criogenici).
- Classe B: apparecchiature che dovranno garantire continuità operativa in seguito a OBE ed integrità strutturale in seguito a SSE (ad esempio sistema di contenimento primario dei serbatoi criogenici)
- Classe C: apparecchiature che dovranno garantire continuità operativa in seguito a OBE e stabilità strutturale in seguito a SSE (altri rispetto a quelli non ricadenti in Classe A e B)
- Incendi: il rischio di incendio sarà valutato tramite Rapporto di Sicurezza Preliminare in ottemperanza al D.Lgs. 105/15.
- Esplosioni: il rischio di esplosione dovrà essere valutato tramite Rapporto di Sicurezza Preliminare in ottemperanza al D.Lgs. 105/15.

- Infragilimento criogenico: la progettazione strutturale prevedrà l'utilizzo materiali con adeguate proprietà di resistenza alle temperature criogeniche (ad esempio acciaio AISI 316, AISI 304) laddove sono possibili scenari di spillamento di LNG a temperature criogeniche, onde evitare il collasso delle strutture coinvolte.

9.2.2 Integrità Meccanica

Al fine di garantire la integrità meccanica dell'impianto la progettazione sarà effettuata considerando le seguenti prassi di buona ingegneria:

- Uso di materiali resistenti alla corrosione, specialmente in caso di servizio acido
- Uso, laddove possibile, di strumentazione non intrusiva
- Progettazione attenta dei sistemi di controllo, atta ad evitare strumentazione ridondante laddove non richiesto in termini di affidabilità
- Minimizzazione del numero di flange
- Uso di valvole saldate, laddove praticabile
- Ottimizzazione del layout del piping, atta a ridurre il numero dei punti di drenaggio e di sfianto
- Minimizzazione dei punti di campionamento
- Ottimizzazione del numero e della posizione delle valvole di blocco, per bilanciare il controllo delle quantità di fluido e il numero totale delle valvole stesse
- Uso di apparecchiature ad alta affidabilità piuttosto che apparecchiature di riserva che aumentano il numero di punti di isolamento
- Uso di tenute ad alta integrità sulle macchine rotanti.

9.3 Filosofia di Isolamento

9.3.1 Isolamento generico

I sistemi di isolamento generico saranno previsti in tutte le aree di impianto in cui saranno necessarie le operazioni di intercettazione.

La filosofia di posizionamento delle valvole di intercettazione per le linee del LNG e del BOG persegue i seguenti obiettivi:

- Attuare l'isolamento delle differenti aree funzionali per consentire le operazioni di commissioning, shutdown e manutenzione in condizioni di sicurezza
- Minimizzare i volumi di LNG e di BOG imprigionati nei tratti di linea intercettati

9.4 Sistemi di Depressurizzazione di Emergenza

L'obiettivo dei sistemi di emergenza di depressurizzazione e blowdown è ridurre la magnitudo e la durata di un evento pericoloso scaricando in luogo sicuro ed in modo controllato l'eccesso volumetrico di una certa sostanza in pressione. Tali sistemi devono essere rapidi ed efficaci, nonché progettati in modo che gli impatti sull'ambiente e sulla popolazione siano limitati.

Considerate le pressioni di esercizio, non si prevede l'utilizzo di sistemi di depressurizzazione automatica.

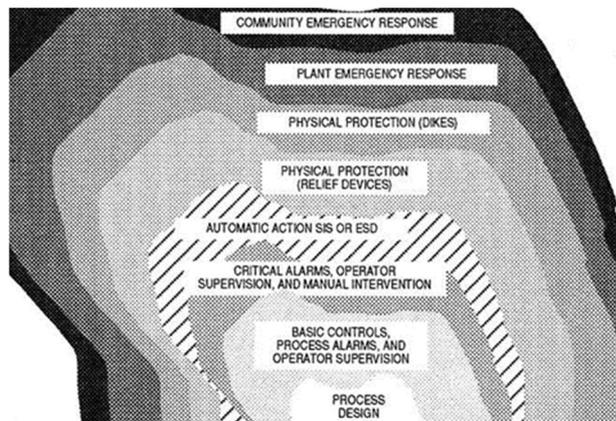
Si prevederà l'utilizzo di valvole di sicurezza adeguatamente dimensionate su tutte le apparecchiature in pressione o nei casi in cui è prevedibile un aumento di pressione rispetto alle normali condizioni operative.

In condizioni di emergenza sarà attivato il sistema di scarico a torcia.

9.5 Sistemi di Sicurezza Funzionale (Strumentali) e di Emergency Shut-Down

Le misure di sicurezza strumentali usate per proteggere l'Impianto da possibili eventi accidentali sono parte dell'approccio "Safety Layers of Protection". Tale principio di prevenzione e mitigazione prevede livelli di protezione multipli, indipendenti e parzialmente sovrapposti.

I livelli di protezione tipici per un processo sono mostrati nell'immagine sottostante in ordine di attivazione (dal centro):



Tipici sistemi strumentali integrati sono:

- ESD - Emergency Shutdown System
- F&G - Fire & Gas System
- DCS - Distributed Control Systems

La funzione di un sistema di shutdown di emergenza (ESD) sarà prevista su tutti i componenti di processo che, in condizioni operative anormali, possono generare un danno potenziale attraverso una perdita del contenimento. Tali sistemi operano generalmente in modalità fail-safe, cioè a favore di sicurezza, in caso di mancanza di segnale di controllo.

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

Si rimanda al capitolo 8 della presente Relazione per una descrizione più dettagliata dei sistemi che saranno adottati nel Deposito Costiero LNG di Napoli.

9.6 Misure di Prevenzione e Protezione contro gli Incendi

La progettazione di tutte le misure di prevenzione e protezione dagli incendi del Deposito dovrà seguire le indicazioni della norma UNI EN 1473 specifica per il LNG e delle altre norme antiincendio applicabili.

La progettazione degli impianti di protezione attiva antincendio sarà svolta in funzione delle normative e codici applicabili alle specifiche tipologie di impianti e di pericoli presenti in impianto.

In particolare, dovranno essere in prima istanza valutate norme di carattere nazionale (UNI) e, qualora ritenuto opportuno e applicabile, si farà riferimento alle norme NFPA (aventi carattere internazionale), eventualmente integrate da codici e best practices riconosciute nel campo della prevenzione incendi.

Come anticipato al capitolo 8.2.1 il Deposito sarà oggetto di valutazione ai fini del rilascio del NOF (Nulla Osta di Fattibilità) da parte del CTR (Comitato Tecnico Regionale). A tale fine verrà emesso specifico Rapporto Preliminare di Sicurezza in accordo ai requisiti legislativi applicabili (D.Lgs. 105/15 e s.m.i.).

Per ulteriori informazioni si faccia riferimento al paragrafo 5.3.8.

9.7 Sistemi di contenimento e drenaggi

I sistemi di contenimento locale hanno l'obiettivo di limitare lo spargimento di liquidi accidentalmente fuoriusciti dalle sezioni di processo, limitandone l'impatto all'area intorno al contenimento stesso.

I sistemi di contenimento hanno tipicamente pavimentazione solida ed impermeabile, con muri di contenimento o cordoli laterali e pendenze di scolo che permettano il rapido deflusso dei liquidi scaricati lontano dalle apparecchiature di processo. I materiali cementizi sono normalmente quelli più idonei.

I sistemi di contenimento devono essere dimensionati per contenere un volume pari al più grande rilascio rapido prevedibile.

Le aree dove una fuoriuscita di LNG può avvenire saranno pavimentate e realizzate in maniera tale da permettere il deflusso del liquido mediante canali aperti (trench) che scaricano nelle vasche di raccolta (impounding basin) idoneamente posizionate. Le vasche di raccolta dovranno essere dotate di impianto schiuma per controllare l'evaporazione del LNG. Il sistema di raccolta sarà dotato inoltre di rilevatori di freddo allo scopo di allertare gli operatori e iniziare le azioni necessarie per presenza LNG / emergenza d'Impianto.

Ciascuna vasca sarà provvista di un sistema di rilancio delle acque piovane. Esse permetteranno il rilancio dell'acqua che può accumularsi durante le piogge, lasciando il bacino sempre vuoto. Ciò per evitare che in caso di sversamento di LNG, esso possa entrare in contatto con l'acqua con conseguente rapida evaporazione.

Tutte le apparecchiature e i serbatoi contenenti combustibili, lubrificanti e prodotti chimici devono essere provvisti di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati. 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 delle risorse del sottosuolo.

Eventuali minime fuoriuscite dei prodotti sopra menzionati saranno raccolte e drenate verso vasche di raccolta locali e/o remote.

9.8 Sistemi di security

Le misure di security devono seguire un approccio "a livelli" finalizzato ad assicurare, bilanciandoli, gli obiettivi di dissuasione, rilevazione, ritardo e difesa. Il primo baluardo anti-intrusione deve essere il perimetro dell'Impianto, la cui protezione deve tener conto di misure complementari, attive e passive.

Il deposito costiero LNG si inserisce all'interno del perimetro di security soggetto a ISPS code, che garantisce l'accordo alla vigente normativa internazionale di security delle aree portuali. Si sottolinea che esiste già un PFSO (Port Facility Security Officer) Kupit, che garantirà il rispetto dell'ISPS Code anche per il Deposito LNG.

I sistemi di sicurezza sotto descritti saranno opportunamente integrati con quanto già in essere presso la Darsena Petroli.

Recinzione, guardiana e controllo accessi

La recinzione è una misura primaria di dissuasione all'ingresso e rappresenta una misura passiva anti-intrusione. Le recinzioni agiscono anche nel ritardare l'azione di ingresso da parte di intrusi. Come anticipato l'impianto sorgerà all'interno del Molo Vigliena sito all'interno del varco di accesso alla Darsena Petroli, dotato di guardiana a controllo degli accessi all'impianto e all'interno del varco doganale presidiato.

Il traffico di mezzi terrestri in fase di esercizio, imputabile alla distribuzione del LNG via gomma sarà regolato e verificato tramite mediante un sistema di gestione coordinato tra l'area di parcheggio e l'area di impianto.

Sistema elettronico anti-intrusione

Il sistema elettronico anti-intrusione è una misura di dissuasione e individuazione. Tutte le parti del sistema devono essere alimentate dal Gruppo Elettrogeno di Continuità (UPS). Gli accessi ed in generale tutta la recinzione dovrà essere dotata di un sistema di telecamere a circuito chiuso (Closed Circuit Television – CCTV) collegato alla sala controllo principale che consentirà la copertura completa dell'impianto. L'area di banchina e l'accesso al Deposito via mare saranno monitorati attraverso un sistema di telecamere dedicate collegate alla sala controllo di banchina.

9.9 Evacuazione e gestione dell'emergenza

Una evacuazione rapida e sicura ed una risposta efficace in una situazione di emergenza sono fattori chiave da considerare per la progettazione. In Impianto sarà sempre disponibile il piano di evacuazione, aggiornato sotto la responsabilità del proprietario.

Il principio generale da seguire in sede di definizione delle vie di fuga è consentire ad una persona di "voltare le spalle alla situazione pericolosa (rilascio di sostanze, incendio) ed allontanarsi lungo un percorso sicuro per raggiungere in un tempo rapido un luogo sicuro".

Altrettanto importante è garantire la possibilità per le squadre di soccorso di operare in condizioni di sicurezza, assicurando l'accessibilità delle aree e la stabilità delle strutture per un periodo di tempo predeterminato.

Si sottolinea come la gestione delle emergenze per il deposito costiero LNG, collocandosi all'interno della Darsena Petroli, verrà integrata nel Piano di Emergenza Interno della Darsena Petroli che verrà opportunamente rivisto.

Vie di Esodo

Tutte le aree di Impianto prevedranno idonee vie di fuga che conducano da un punto ad alto rischio per l'incolumità degli operatori ad un'area sicura (punto di raccolta).

In generale, saranno previste almeno due vie di fuga indipendenti da ogni punto dell'impianto.

Le vie di fuga ed i punti di raccolta saranno chiaramente identificati attraverso idonea segnaletica, facendo preferibilmente uso di pittogrammi, in accordo ai dettami delle norme UNI EN ISO 7010 e ISO 3864.

Illuminazione di Emergenza

In caso di black-out dell'impianto elettrico, sarà previsto un sistema di illuminazione di emergenza che permetta al personale di seguire le procedure di messa in sicurezza dell'Impianto e di evacuazione, garantendo inoltre alle squadre di soccorso di eseguire in sicurezza gli interventi pianificati.

Continuità Elettrica

Come anticipato al Capitolo 6, al fine di garantire la continuità operativa e le funzioni di sicurezza dell'Impianto anche in caso di mancanza di alimentazione elettrica dalla rete Nazionale, devono essere previsti un generatore diesel di emergenza ed un Gruppo Elettrogeno di Continuità (Uninterruptible Power Supply - UPS) con autonomia adeguata.

Tra le funzioni di sicurezza si citano i sistemi ESD, F&G ed i sistemi di telecomunicazioni.

La partenza dei gruppi di continuità elettrica deve essere automatica in caso di assenza dell'alimentazione principale.

Sistemi di telecomunicazione di Impianto

L'Impianto deve prevedere un sistema di telecomunicazioni che permetta lo scambio di istruzioni operative e di emergenza. Il personale operativo deve essere equipaggiato con sistemi radio per comunicare con le sale controllo (centrale e di banchina). Il sistema telecom deve rimanere operativo durante le emergenze.

I componenti del sistema avranno tutti gli accorgimenti di prodotto per l'idoneità all'area in cui saranno installati (anche in accordo alle norme delle Serie UNI EN 60079 e UNI EN 1127).

10 DESCRIZIONE DELLE FASI REALIZZATIVE

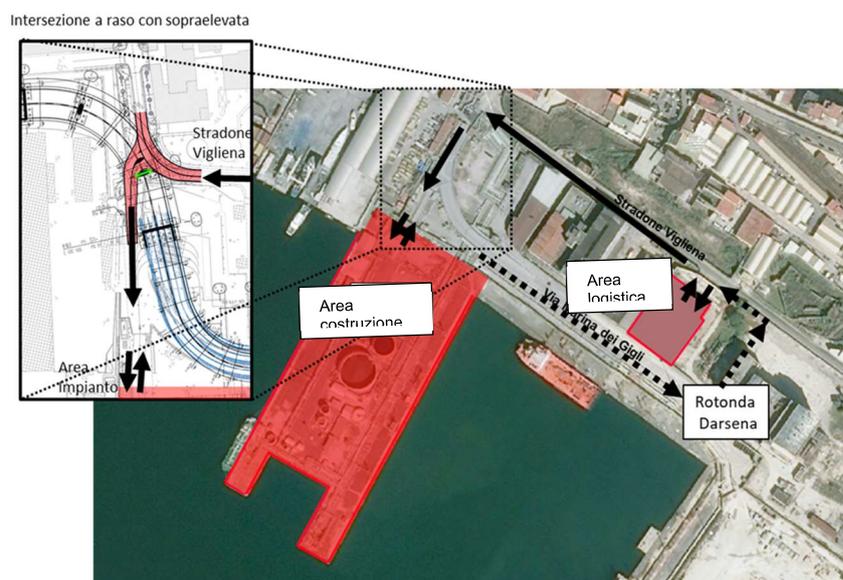
10.1 Aree di intervento e accessibilità

Ai fini della realizzazione dell'impianto si identificano due aree di attività: l'area di costruzione, dove sarà realizzato il futuro impianto, quindi localizzata sul Molo Vigliena come descritto nel capitolo 4 e l'area logistica di cantiere, che verrà realizzata nell'area del futuro parcheggio autobotti su un'area di maggiore dimensione, al momento stimata di circa 8.000 m².

L'accesso all'area di costruzione si svilupperà lungo l'attuale viabilità di accesso all'impianto o, in alternativa, lungo la futura viabilità di accesso costituita dalla viabilità interna portuale riorganizzata come da progetto "Riassetto dei collegamenti stradali e ferroviari interni, Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Centrale, 2019".

Tale progetto, la cui realizzazione è in procinto di essere avviata, interessa il territorio portuale compreso tra la Darsena di Levante ad est fino alle aree portuali commerciali doganali di ponente ad ovest (moli Bausan - Flavio Gioia – calata Pollena, Granili e Vittorio). La progressiva iniziale dell'intervento è posta in corrispondenza della rampa a senso unico che dalla viabilità esistente si collega a via della Litoranea.

In questo secondo scenario, per raggiungere l'area logistica di cantiere i mezzi dovranno percorrere la nuova sopraelevata e la futura Rotatoria Darsena in prossimità del PO69 e percorrere parte dello Stradone Vigliena dove è localizzato il punto di ingresso/uscita dell'area logistica. Dall'area logistica per arrivare all'area di costruzione i mezzi utilizzeranno lo Stradone Vigliena e entreranno in Darsena Petroli tramite l'utilizzo della viabilità a raso posta al di sotto della nuova sopraelevata, come anticipato nella figura sottostante in completa analogia a quanto descritto nel capitolo 4.1 con riferimento alla viabilità in fase di esercizio. L'uscita dei mezzi dall'area di costruzione impianto avverrà percorrendo lo stesso tragitto in senso contrario.



La viabilità descritta in precedenza sarà infatti utilizzata per accedere all'ingresso principale dell'impianto esistente e alle aree di costruzione poste in corrispondenza degli accosti 59 e 60 e nella porzione centrale del molo su cui saranno realizzati il serbatoio LNG, i compressori BOG, il

package azoto e l'edificio aria compressa, la cabina elettrica, la torcia e le aree di carico delle autocisterne.

Nella immagine sotto riportata è invece visibile la viabilità che sarà utilizzata per accedere alla porzione dell'area di costruzione situata all'ormeggio numero 65. Le aree di costruzione all'accosto 65, infatti, non potranno essere raggiunte dai mezzi attraverso questo accesso per via della trincea porta tubi esistente che crea un limite invalicabile. Queste aree potranno essere raggiunte utilizzando la viabilità attuale di accesso al PO 68, accessibile da Via Marina dei Gigli, tra il muro tagliafuoco e la recinzione attuali.



10.2 Fasi di realizzazione dell'impianto

La realizzazione di impianto è prevista in due fasi distinte.

Nella prima fase saranno effettuate tutte le demolizioni delle strutture e impianti attuali e si procederà alla costruzione delle seguenti opere: il nuovo serbatoio per la raccolta LNG, la nuova sala controllo, l'edificio compressori BOG, il package azoto, l'edificio compressori aria, la cabina elettrica, la torcia, le tre baie di carico, il parcheggio di attesa autobotti e la quasi totalità del pipe-rack ad eccezione dell'ultimo tratto di connessione all'accosto 60.

Per quanto riguarda l'accosto 59 saranno realizzati l'edificio antincendio e gli interventi di consolidamento di banchina prospiciente questo edificio per una lunghezza totale di circa 20 m.

In corrispondenza dell'accosto 65 saranno realizzate tutte le opere previste nel layout impianto (piattaforma bracci di carico, jetty control room, arredi di banchina etc.) e si procederà agli interventi di consolidamento di banchina previsti per una lunghezza totale di circa 65 m.

Nella seconda fase (successiva e temporalmente ancora non definita) è prevista la costruzione della sezione di impianto relativa all'utilizzo dell'accosto 60 e la realizzazione della quarta baia di carico.

Per l'accosto 60 sarà realizzato in fase 2 tutto quanto necessario all'attracco delle metaniere (ganci, fender) e allo scarico del LNG (piattaforma, bracci con relativi equipment, sala controllo di

banchina) così come l'ultima sezione del rack a raccordarsi con la piattaforma, oltre che la parte strumentale ed elettrica relativa. Saranno completati, inoltre, gli interventi di consolidamento della banchina esistente nei tratti interessati dalle opere eseguite in questa fase (per uno sviluppo di circa 60 m).

10.3 Cronoprogramma preliminare

Complessivamente si stima che l'intervento di fase 1 comporti un impegno di circa 36 mesi - dei quali 2 per le attività di completamento commissioning e avviamento - riassumibili nelle 6 macrofasi di lavoro che verranno descritte nei paragrafi successivi, con particolare riferimento alle attività civili.

Il cronoprogramma indicativo è riportato di seguito.



La durata degli interventi di fase 2 è stimata in circa 7 mesi; le lavorazioni sono riassumibili nelle 3 macrofasi individuate nel seguito.

Per le attività relative al trattamento di miglioramento dei terreni, alle opere di consolidamento delle banchine, alle fondazioni del serbatoio LNG e del Pipe-rack è stato assunto che le lavorazioni siano effettuate su 2 turni giornalieri.

Si precisa che l'ipotesi di cantierizzazione proposta potrà essere suscettibile di modifiche, specificazioni o integrazioni durante gli approfondimenti connessi alle successive fasi di progettazione.

Nell'ambito del cantiere le lavorazioni previste dovranno essere coordinate tenendo conto delle possibili interferenze derivate dall'eventuale contemporaneità di alcune lavorazioni e dal mantenimento in esercizio dell'impianto attuale.

10.4 Organizzazione della fase costruttiva

Come anticipato l'area logistica di cantiere sarà posizionata nell'area ex Tirreno Power dove successivamente sorgerà il parcheggio d'attesa delle autobotti e sarà collegato alla banchina e alla viabilità ordinaria come descritto nel paragrafo 10.1.

In fase 1, l'area a disposizione è costituita da circa 8.000 mq e sarà sufficiente per contenere gli uffici, i servizi per le maestranze e il materiale da costruzione che sarà necessario accantonare temporaneamente.

Nell'area di costruzione è prevista una area temporanea di stoccaggio e suddivisione dei materiali provenienti dalle demolizioni, individuabile nella zona delle baie di carico con uno sviluppo di circa 3.000 mq. In questa zona saranno riposti i materiali prima di essere caricati verso gli impianti di smaltimento o di recupero.

In fase 2 l'area logistica sarà posizionata sempre nell'area ex Tirreno Power ma con superficie ridotta rispetto alla fase precedente in quanto parte dell'area sarà già occupata dal parcheggio di attesa autobotti realizzato in fase 1.

10.5 Mezzi utilizzati in fase di cantiere

Complessivamente durante l'evoluzione del cantiere saranno impiegati mezzi specifici atti a portare a compimento le singole fasi di lavorazione. Il numero medio indicativo di mezzi previsto è riportato di seguito.

Tipologia di mezzo	Numero di mezzi
Escavatore	7
Autocarro	6
Autobetoniere	4
Autogrù	3
Rullo compattante vibrante	1
Finitrice	1
Autocisterna	1
Macchina esecuzione pali	1
Macchine esecuzione micropali	2
Macchine iniezione jet-grouting/iniezioni a bassa pressione	3
Macchine per esecuzione colonne in ghiaia vibrocompattate	3

Si stima un numero medio di operatori contemporaneamente presenti all'interno di cantiere di circa 75 unità, con picco di circa 150 unità.

10.6 Identificazione preliminare delle fasi realizzative

Nel presente capitolo vengono riportate le sintesi delle macrofasi di lavoro che permettono il compimento delle opere civili dell'impianto.

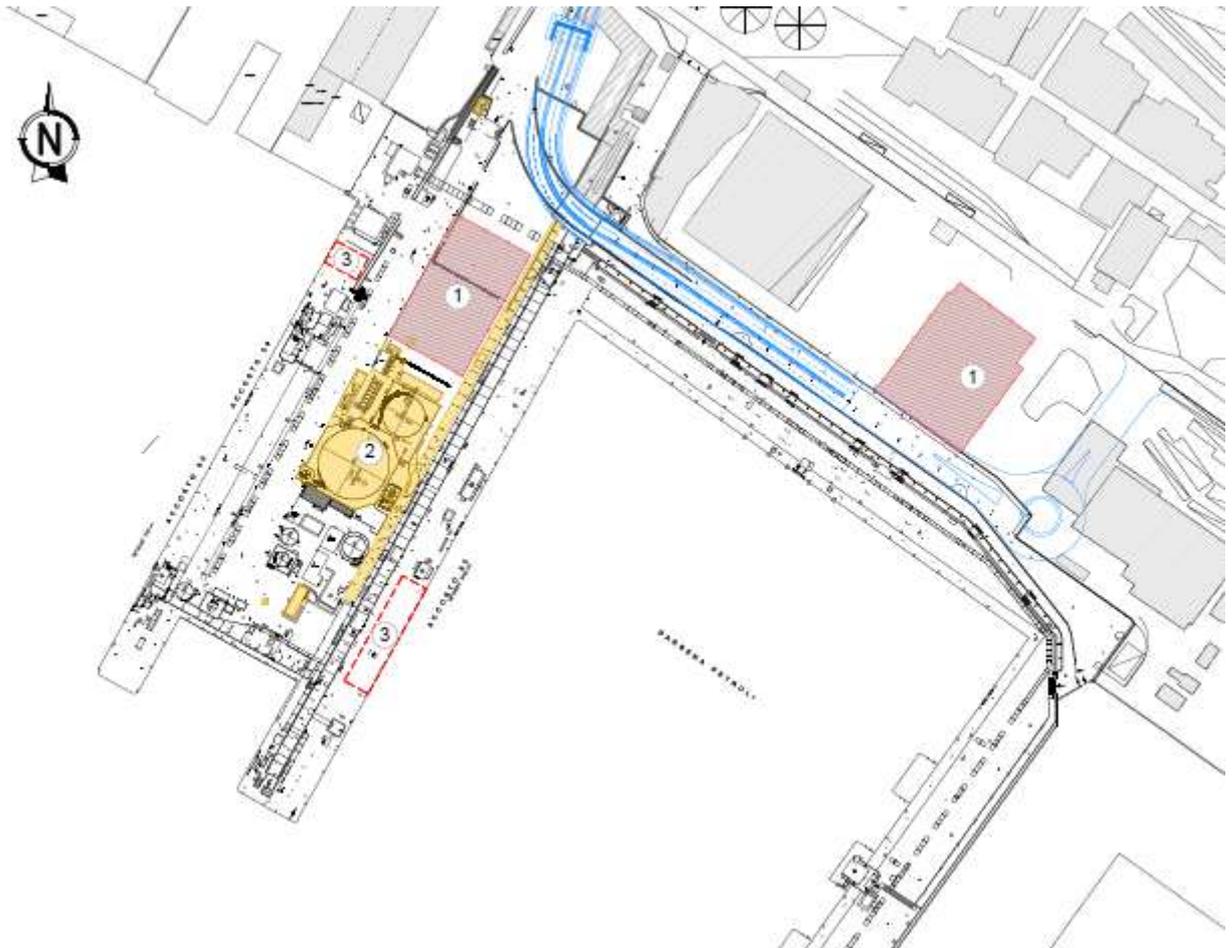
Nelle figure seguenti sono mostrate:

- in giallo le demolizioni;
- in rosso le opere costruite nella macrofase corrente;
- in verde le opere compiute già realizzate nelle fasi precedenti.

10.6.1 Fase 1 – Macrofase 1

La Macrofase 1 della fase 1 prevede:

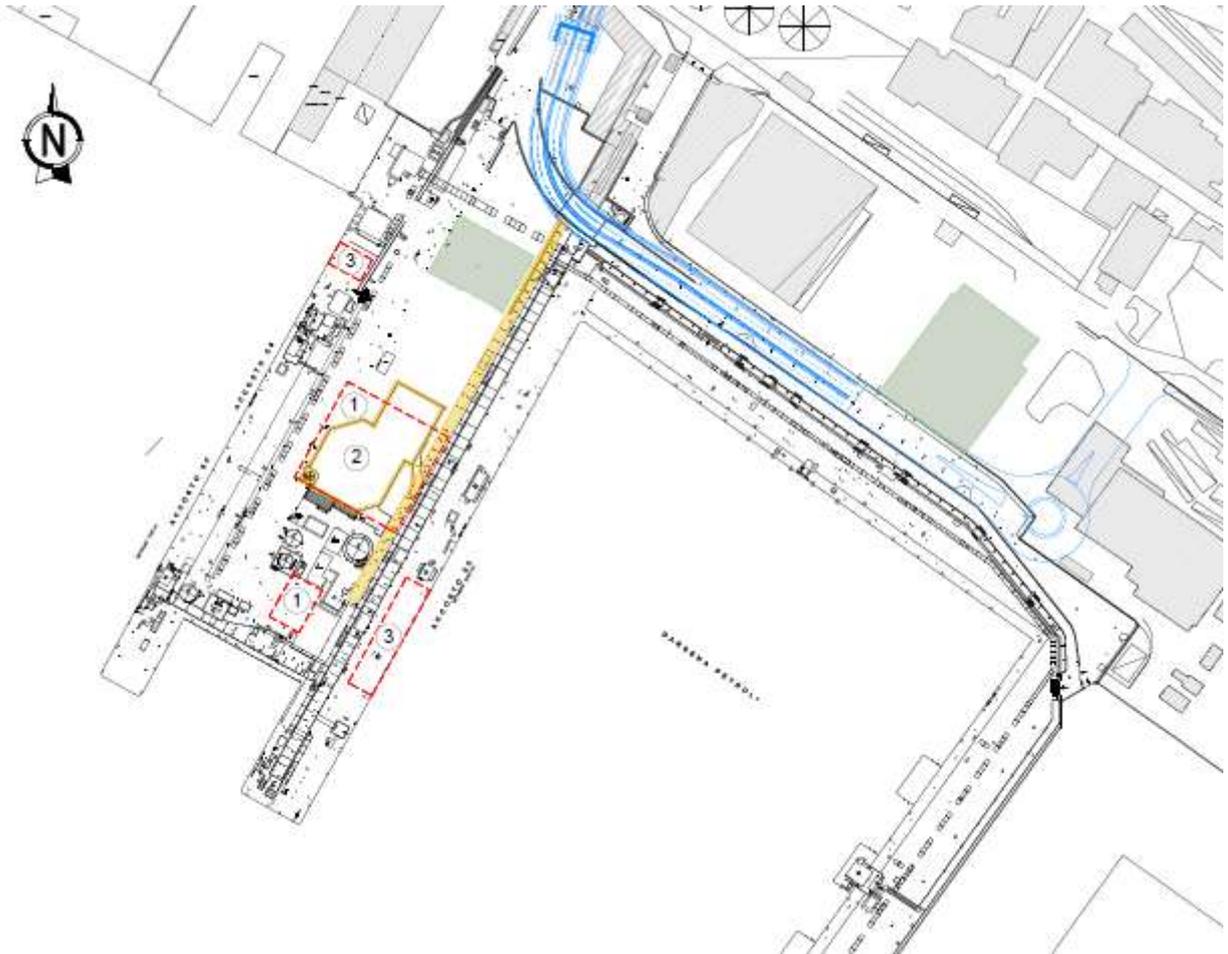
- l'installazione dei baraccamenti di cantiere (uffici, spogliatoi...);
- lo scotico e preparazione dell'area di stoccaggio dell'area logistica;
- la recinzione dell'area di deposito temporaneo dei materiali di risulta delle demolizioni;
- la demolizione delle principali opere da dismettere;
- parte degli interventi di consolidamento della banchina esistente (jet-grouting) sugli accosti 59 e 65.



10.6.2 Fase 1 – Macrofase 2

La Macrofase 2 della fase 1 prevede:

- la demolizione di eventuali strutture interraste;
- il completamento dei consolidamenti degli accosti 59 e 65 (jet-grouting e micropali);
- l'avvio dell'esecuzione degli interventi di miglioramento del terreno nell'area di impianto.

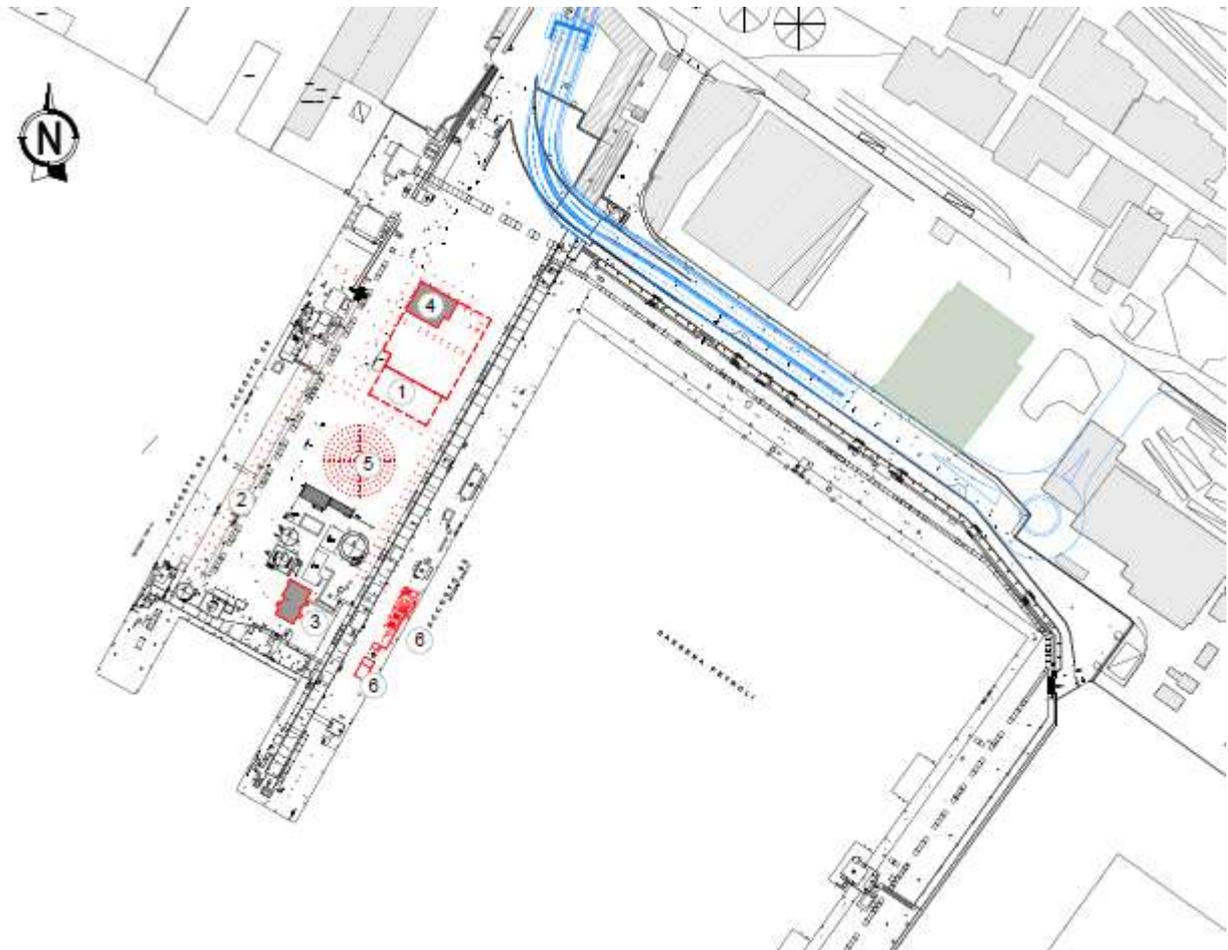


10.6.3 Fase 1 – Macrofase 3

La Macrofase 3 della fase 1 prevede:

- il completamento del trattamento miglioramento dei terreni nell'area dell'impianto;
- la realizzazione di parte delle fondazioni del pipe-rack;
- la realizzazione delle fondazioni della sala controllo;
- la realizzazione delle fondazioni della cabina elettrica;
- la realizzazione di parte dei pali di fondazione del tank;

- le seguenti lavorazioni sull'accosto 65:
 - costruzione della Jetty control room;
 - realizzazione trave di coronamento;
 - inizio della costruzione della piattaforma di carico.



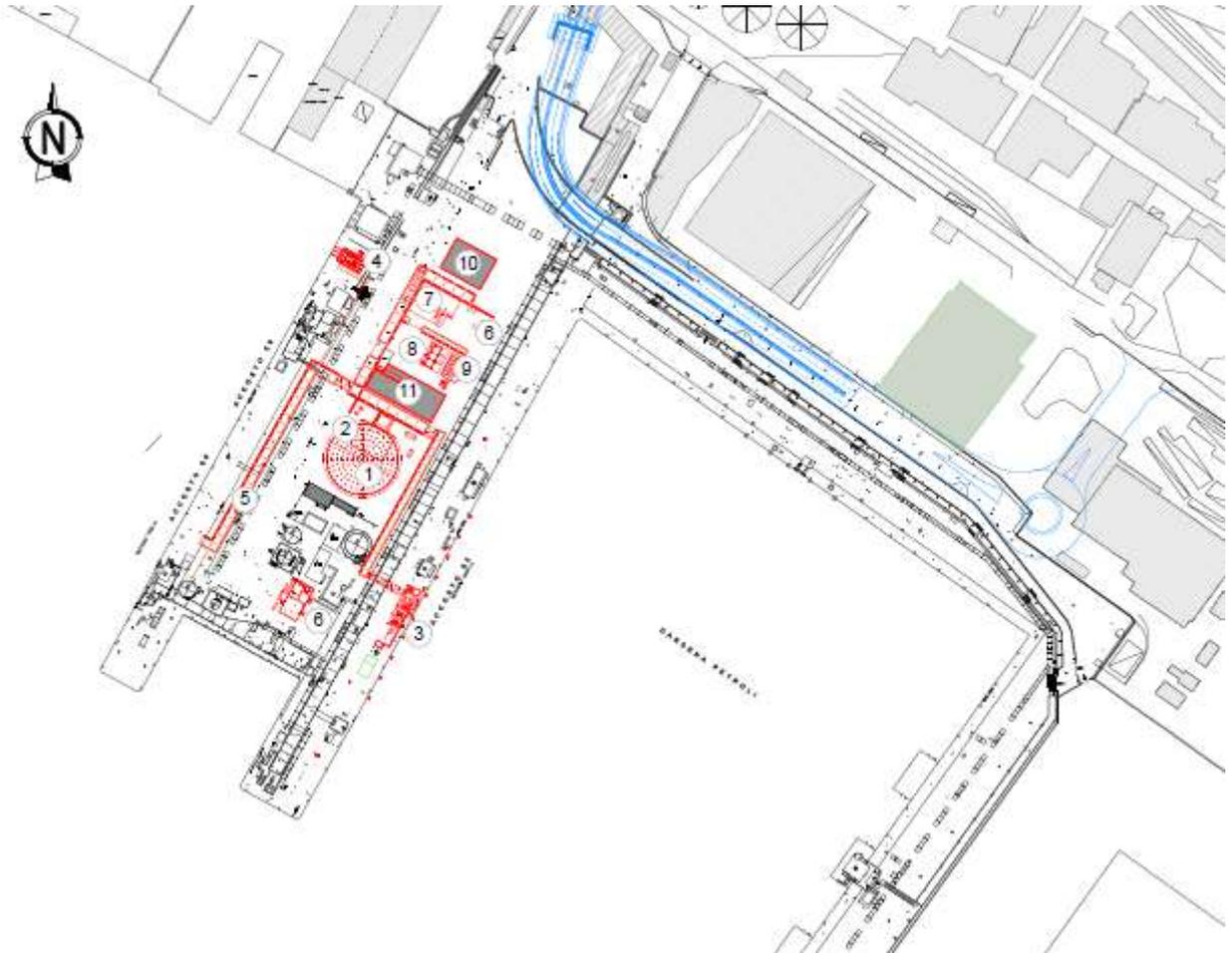
10.6.4 Fase 1 – macrofase 4

La Macrofase 4 della fase 1 prevede:

- il completamento dei pali di fondazione del tank;
- l'inizio della realizzazione delle strutture in elevazione del serbatoio LNG;
- il completamento dei bracci di carico e gli arredi di banchina sull'accosto 65;
- la realizzazione delle seguenti lavorazioni sull'accosto 59:
 - trave di coronamento;

- edificio antincendio.

- Il completamento del pipe-rack;
- Il completamento della sala controllo;
- Il completamento della Cabina Elettrica;
- l'inizio della costruzione del fabbricato compressori BoG, platea di vaporizzatori e desurriscaldatore;
- la costruzione del fabbricato aria compressa;
- la costruzione del package azoto;
- l'inizio della costruzione delle baie di carico e di parte delle reti interrate.

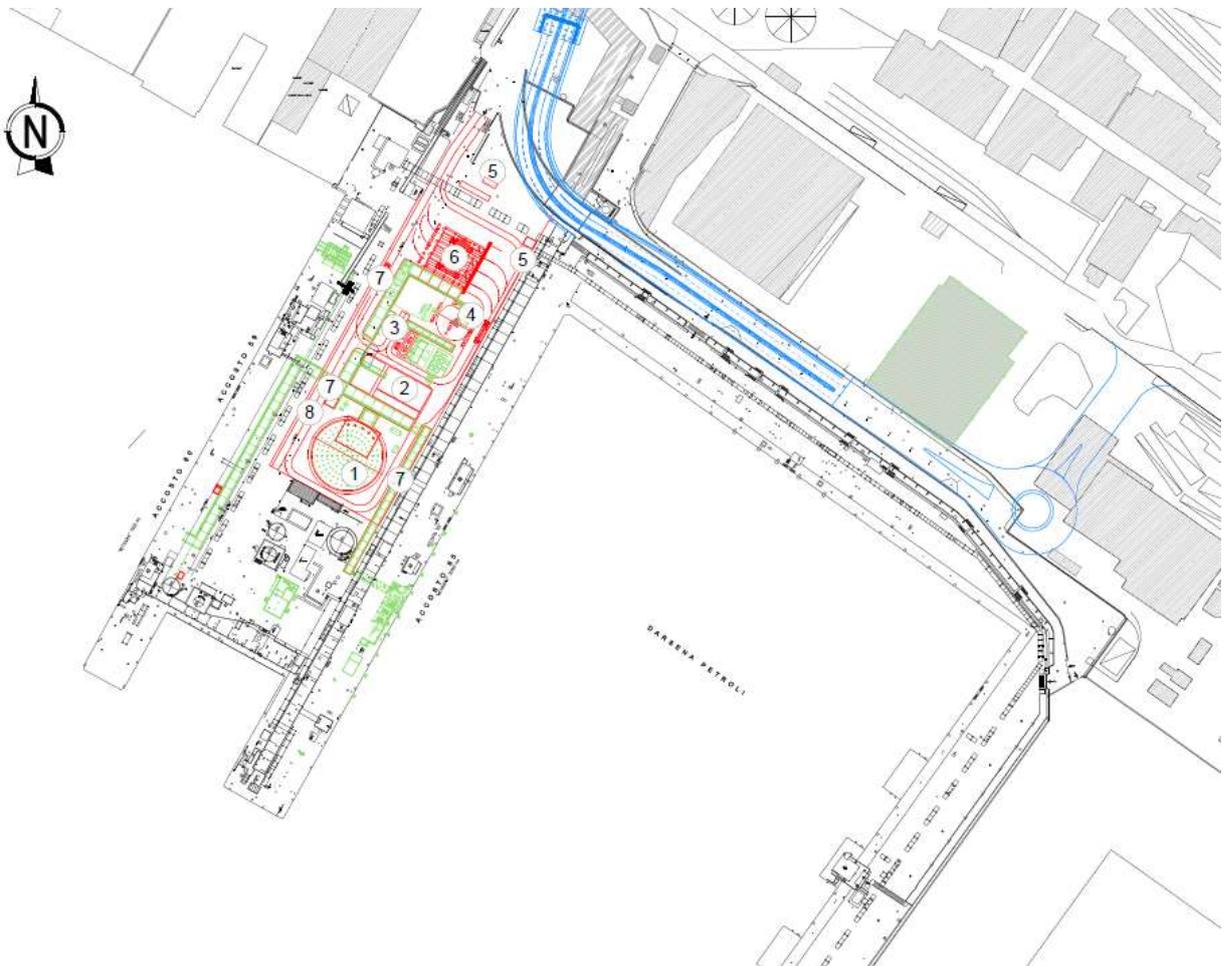


10.6.5 Fase 1 – Macrofase 5

La Macrofase 5 della fase 1 prevede:

- la continuazione della costruzione dell'elevazione del serbatoio LNG;
- il completamento della costruzione del fabbricato compressori BOG;
- la realizzazione della platea MCI;
- la costruzione della torcia;
- la realizzazione delle opere minori;

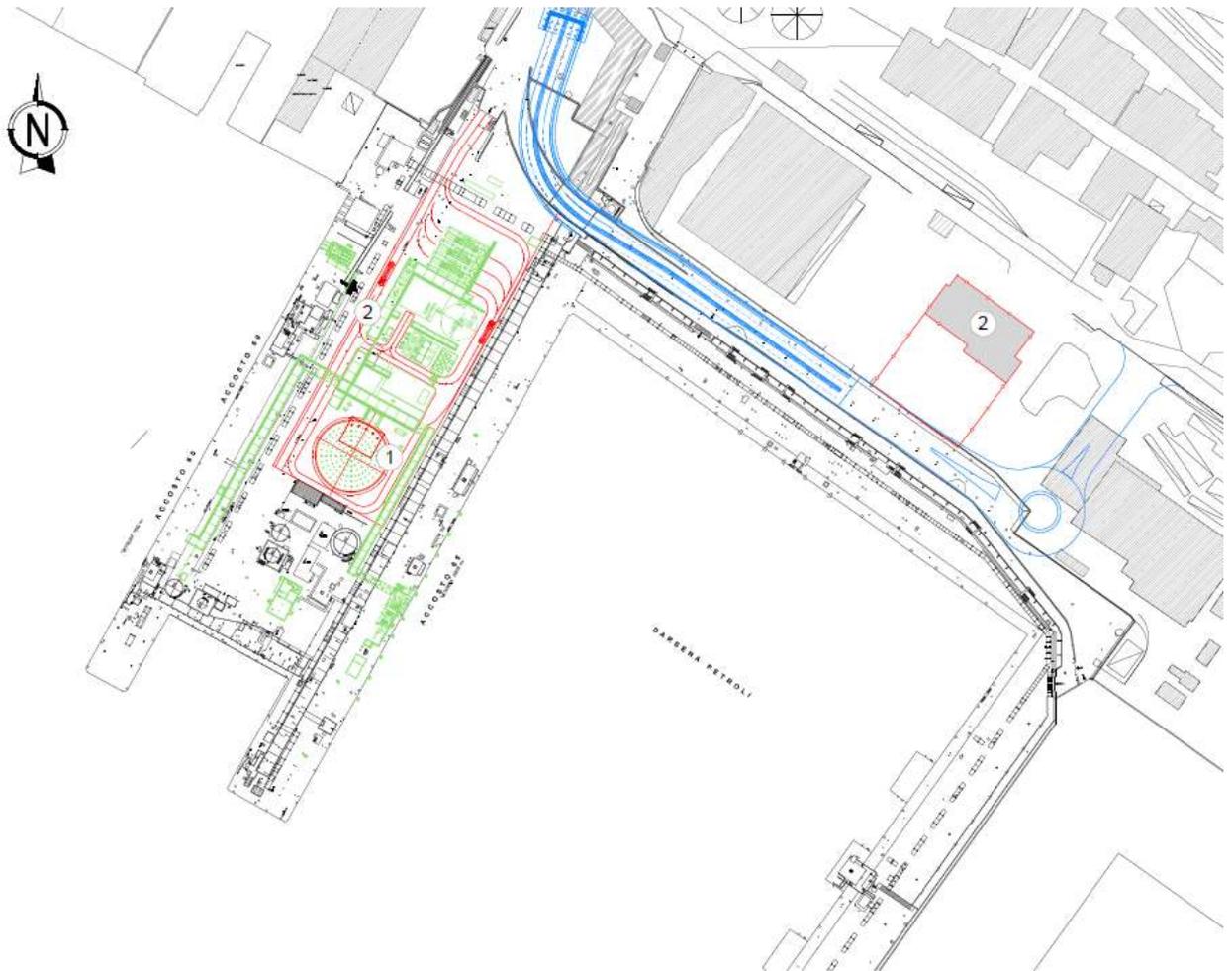
- il completamento delle baie di carico;
- il completamento delle reti interrato
- l'inizio della realizzazione dei piazzali e della viabilità.



10.6.6 Fase 1 – Macrofase 6)

La Macrofase 6 della fase 1 prevede:

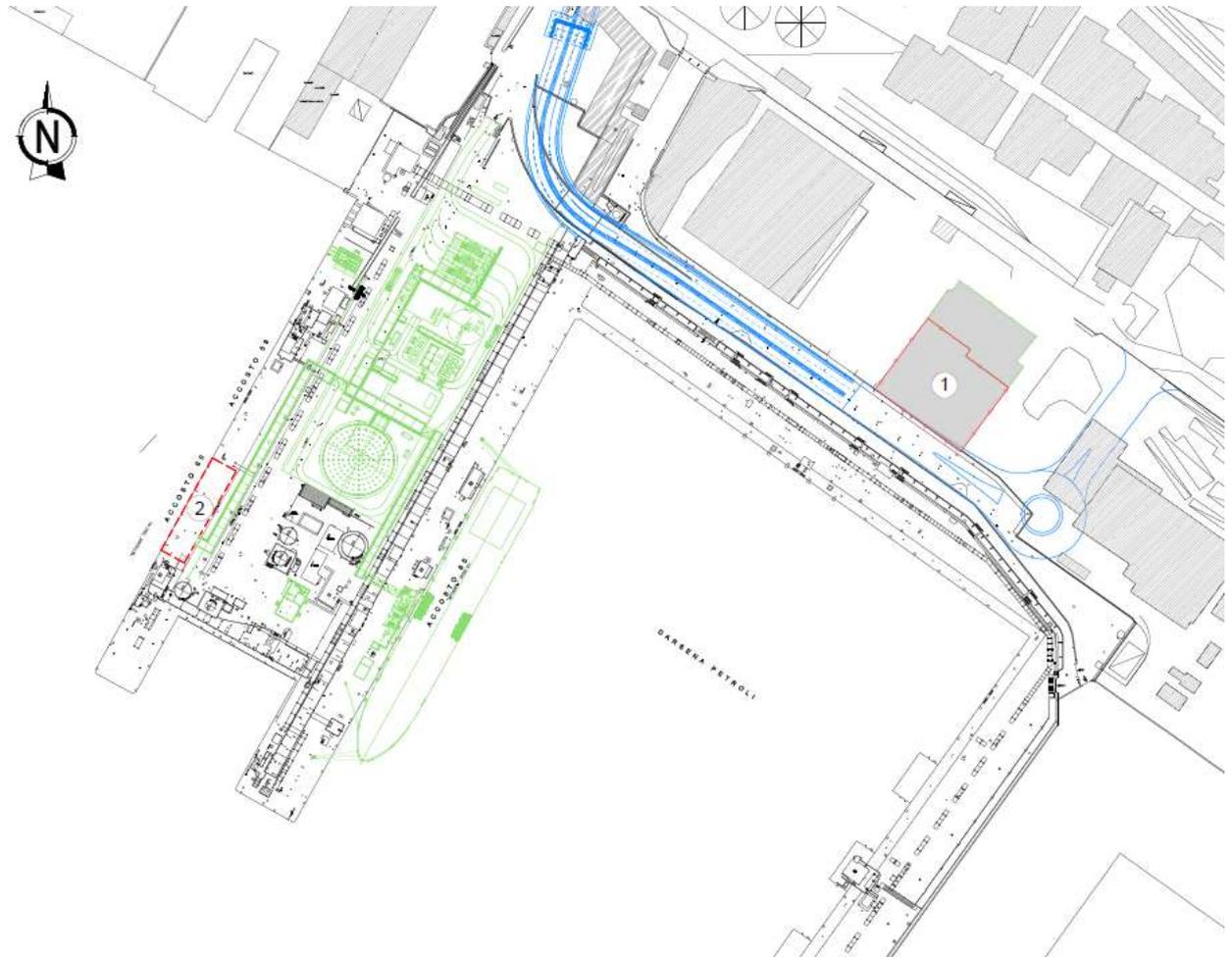
- il completamento delle opere civili del tank;
- il completamento dei piazzali e della viabilità interna.



10.6.7 Fase 2 – Macrofase 1

La Macrofase 1 della fase 2 prevede:

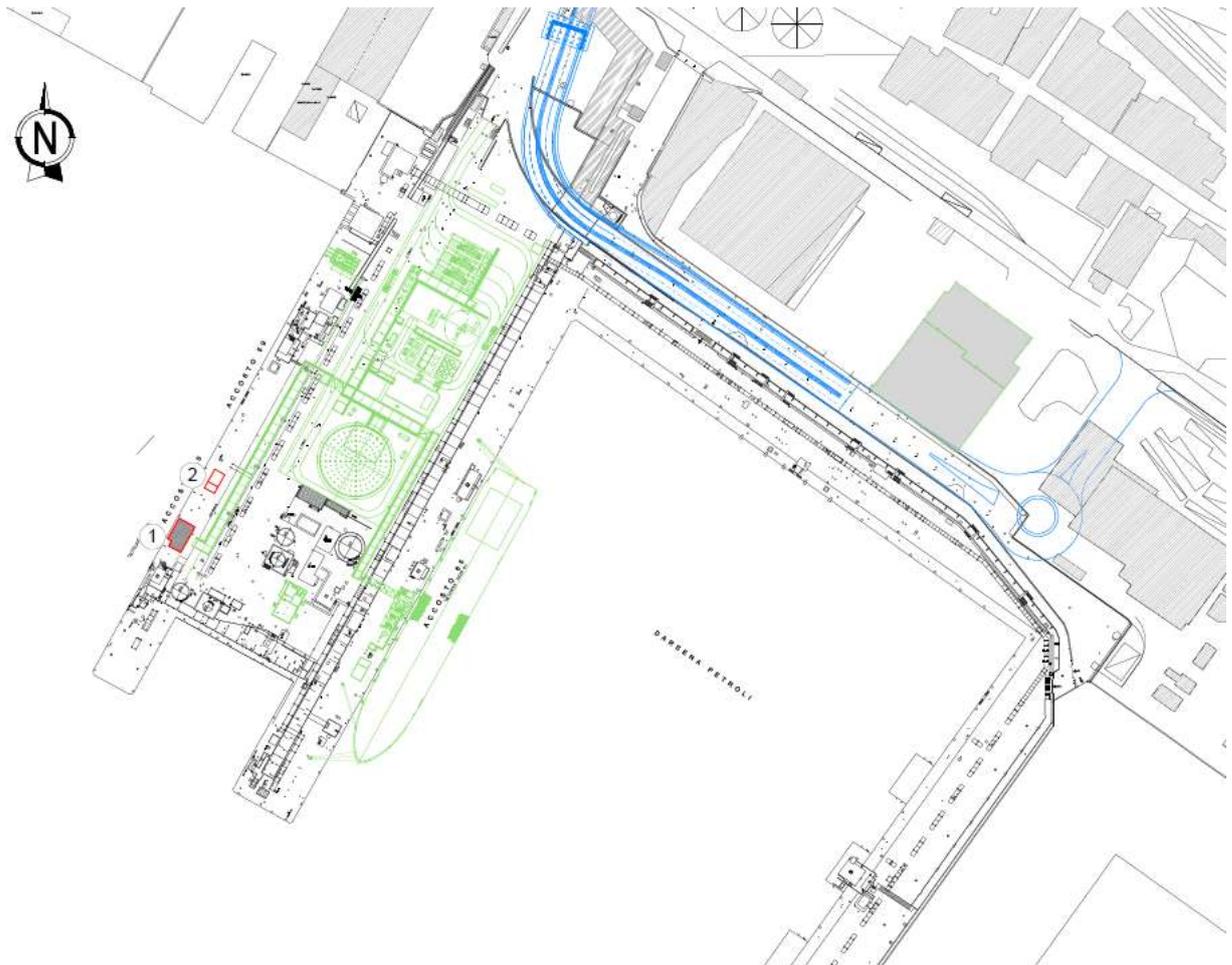
- l'installazione dei baraccamenti di cantiere (uffici, spogliatoi...);
- la preparazione dell'area di stoccaggio del cantiere principale;
- l'esecuzione degli interventi di consolidamento della banchina esistente (jet-grouting e micropali di cucitura) dell'accosto 60.



10.6.8 Fase 2 – Macrofase 2

La Macrofase 2 della fase 2 prevede:

- la realizzazione dei pali di fondazione della piattaforma dei bracci di carico dell'accosto 60;
- la costruzione della Jetty Control Room dell'accosto 60.

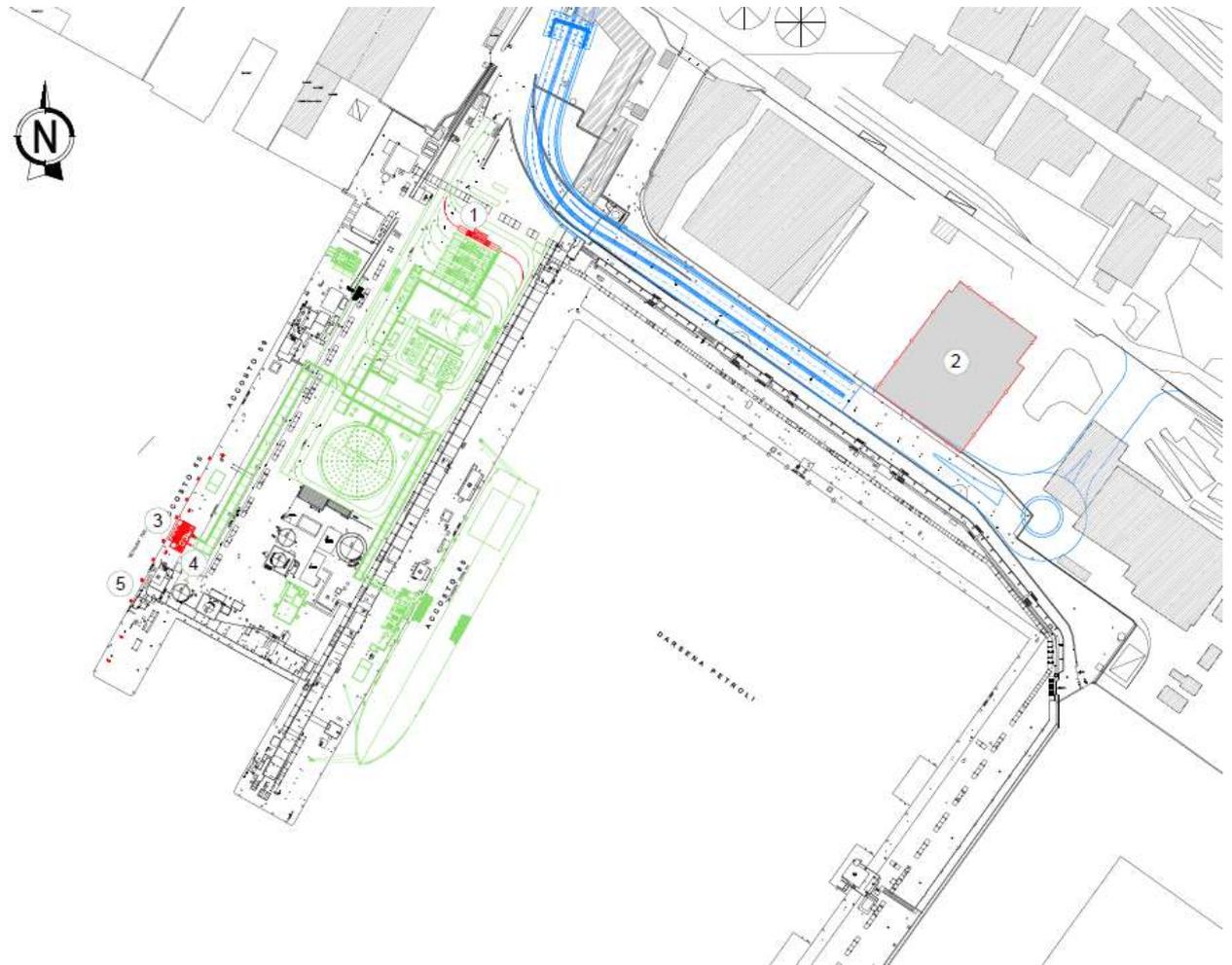


10.6.9 Fase 2 – Macrofase 3

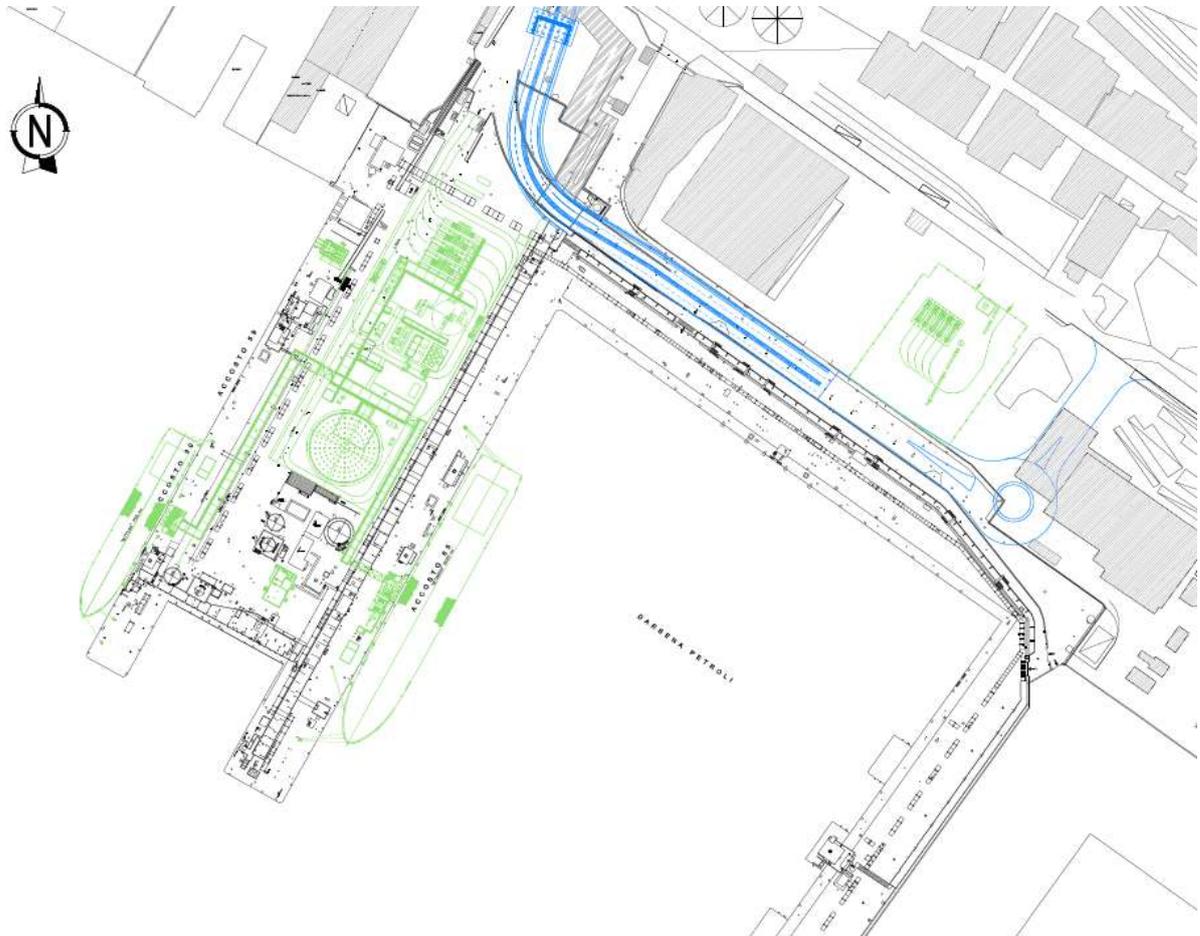
La Macrofase 3 della fase 2 prevede:

- la costruzione della struttura della piattaforma dei bracci di carico dell'accosto 60;
- il completamento del pipe-rack in corrispondenza dell'accosto 60;
- l'installazione degli arredi di banchina dell'accosto 60.
- la realizzazione della quarta baia di carico;

- il completamento del parcheggio di attesa autobotti (layout finale).



La configurazione finale dell'impianto è illustrata nell'immagine seguente.



10.7 Forniture di cantiere

Le principali linee di fornitura da garantire durante lo svolgimento delle attività per il corretto compimento delle azioni previste sono:

- rete elettrica;
- rete idrica.

Si prevede in prima ipotesi, qualora possibile, l'allacciamento agli esistenti sistemi di approvvigionamento localizzati nella viabilità limitrofa all'area dell'area logistica di cantiere (Stradone Vigliena) ovvero nell'area di costruzione sul molo Vigliena.

Si precisa che durante le fasi di realizzazione, e per tutta la durata del cantiere, si prevede l'installazione di bagni chimici a servizio degli operatori: la gestione dei reflui organici pertanto avverrà con l'allontanamento fisico di tutto il sistema di raccolta, per il corretto conferimento alla rete di fognatura nera da parte del soggetto fornitore del servizio.

L'allaccio al sistema di fornitura elettrica avverrà attraverso la predisposizione di un quadro di cantiere posto in prossimità dell'ingresso dell'area logistica su stradone Vigliena (la disponibilità dell'allaccio dovrà essere verificata con l'ente gestore preliminarmente all'installazione del cantiere) e di un quadro di cantiere posto nell'area di impianto sul molo Vigliena. La distribuzione della fornitura all'interno del cantiere avverrà sfruttando i cavidotti predisposti durante le fasi

iniziali che contribuiranno a formare l'effettiva rete a servizio dell'impianto al termine delle lavorazioni.

L'allaccio al sistema di fornitura idrica avverrà con la predisposizione di uno stacco di fornitura posto in prossimità dell'ingresso al cantiere sul Molo Vigliena e lungo Stradone Vigliena ((la disponibilità dell'allaccio dovrà essere verificata con l'ente gestore preliminarmente all'installazione del cantiere). Come per la rete elettrica, anche la distribuzione della fornitura idrica all'interno del cantiere avverrà sfruttando i sistemi predisposti durante le fasi iniziali che contribuiranno a formare l'effettiva rete a servizio dell'impianto alla conclusione del cantiere.

10.8 Determinazione preliminare dei volumi di scavo

Le principali movimentazioni di terre e rocce da scavo saranno connesse a:

- materiali da demolizioni: si stima una movimentazione di circa 6.000 m³
- terreno di scavo: si stima una movimentazione di circa 18.500 m³;
- terreno di riporto: si stima una movimentazione di circa 5.500 m³;

Tutti i materiali di scavo saranno gestiti come rifiuto, escludendo pertanto la possibilità di riutilizzarli in sito o in aree esterne al cantiere.

Il materiale terrigeno proveniente dagli scavi di cantiere, per ragioni di spazio e per ragioni ambientali, dovrà essere allontanato dall'area di costruzione con idonei cassoni a tenuta stagna per essere collocato temporaneamente in apposite baie coperte ed impermeabili, di adeguata capacità, predisposte all'intero dell'area ex Tirreno Power (area logistica di cantiere), che permetteranno la separazione per percolazione e quindi la raccolta delle acque contenute nei terreni di scavo, prima del successivo trasporto e smaltimento come rifiuto. Detto materiale terrigeno uscirà quindi dall'area di costruzione verso le baie, in area ex Tirreno Power (area logistica di cantiere), non accompagnato da Formulario rifiuti. Le acque di impregnazione dei terreni, separate ed accumulate in appositi contenitori a seguito percolazione in baia, saranno anch'esse gestite come rifiuto. Più in generale, tutti i rifiuti prodotti in area di costruzione, per ragioni di spazio potranno all'occorrenza essere trasportati in area esterna, cioè in area ex Tirreno Power, per poi essere gestiti con la stessa modalità delle terre.

Per quanto concerne gli scavi più profondi, localizzati in corrispondenza delle vasche di prima pioggia, della vasca di laminazione e del vano interrato dell'edificio antincendio, saranno adottati tutti gli accorgimenti progettuali atti a limitare le venute d'acqua (utilizzo di palancole e/o iniezioni di jet-grouting). Le eventuali acque residue saranno raccolte all'interno di serbatoi per farle decantare per poi essere analizzate e smaltite come rifiuto.

11 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE TECNICHE

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 riporta l'analisi delle alternative localizzative e tecnologiche considerate.

11.1 Localizzazione dell'impianto

E' stata valutata, a livello preliminare a qualitativo, la possibilità di realizzare il deposito costiero LNG in altre aree all'interno del Porto di Napoli.

La localizzazione all'interno della Darsena Petroli risulta la soluzione preferibile per diverse ragioni.

In primo luogo, la darsena petroli, tra i moli Progresso e Vigliena, si configura come uno specchio d'acqua chiuso su tre lati, oltre che dalla diga foranea, risultando quindi completamente isolato ed potenzialmente al riparo da eventuali condizioni meteo marine avverse. Ciò garantisce l'ormeggio in sicurezza delle navi di LNG durante il loro stazionamento per le attività di scarica. L'ormeggio della nave di LNG in Darsena Petroli avverrebbe sempre in una posizione di assoluta lontananza, e quindi di protezione, rispetto alle attività commerciali della Darsena di Levante e Darsena Pollena e l'Analisi di Rischio, attraverso l'individuazione delle aree di danno, ne ha dato conferma. L'infrastruttura per LNG, infine, verrebbe a trovarsi all'interno di un sito già protetto da accessi indesiderati e attacchi terroristici come previsto dal "Codice internazionale per la sicurezza delle navi e degli impianti portuali (ISPS code)".

In secondo luogo, la collocazione del deposito nella Darsena Petroli permette di concentrare in un'unica area del porto di Napoli, con destinazione d'uso già coerente la movimentazione dei prodotti energetici evitando l'occupazione di ulteriori aree esistenti e future che possono essere destinate a differenti destinazioni di uso.

Non ultimo, la gestione operativa marittima della darsena petroli nel porto di Napoli è in carico a Kuwait Petroleum Italia, come da Ordinanza 28/89 e relativo Regolamento della Capitaneria di Porto che assicura la continuità di gestione sia operativa che della sicurezza di tutte le operazioni energetiche. Infatti, il sito può contare su un presidio costante 24 ore su 24, 365 giorni l'anno da parte di operatori specializzati nella gestione di prodotti pericolosi ed infiammabili, adeguatamente formati per la gestione delle emergenze e di consolidata esperienza in campo petrolifero e in campo marittimo per le operazioni di ormeggio e scarica.

Tutta l'area della darsena petroli, in base all'Ordinanza di Capitaneria n°28/89, risulta attualmente già protetta da un sistema antincendio gestito e mantenuto costantemente da operatori petroliferi che garantiscono una presenza continuativa H24, anche in assenza di operazioni nave e che, in caso di emergenza, costituiscono un'adeguata brigata di primo intervento, qualificata ed addestrata, a garanzia del rapido controllo dell'emergenza stessa.

In conclusione, la movimentazione di LNG non comporterebbe aggravii al sistema di gestione esistente.

Per quanto riguarda gli aspetti impiantistici si sottolinea come il Molo Vigliena sia inoltre già dotato dei servizi necessari per una nuova realizzazione industriale; in aggiunta a questo al momento è già presente un serbatoio per il trattamento di acqua di sentina di grandi dimensioni, in posizione

analoga a quella prevista per la futura realizzazione del serbatoio LNG, che non andrebbe quindi a impattare sull'area con un tipo di struttura non presente in precedenza.

Per quanto riguarda gli aspetti marittimi il pescaggio agli attracchi interessati è adeguato per l'ormeggio delle navi di progetto, non implicando la necessità di attività di dragaggio dei fondali.

In ultimo l'accesso al Molo Vigliena con l'identificata area di parcheggio esterna è adeguato allo stato attuale ed alla futura viabilità portuale senza modifiche significative per gestire gli aspetti logistici legati al traffico di autobotti. In aggiunta, il progetto trarrà maggior vantaggio con il collegamento diretto con le maggiori vie di comunicazione.

11.2 Configurazione impiantistica

Una possibile alternativa impiantistica valutata è stata l'eventuale realizzazione di impianto di tipo flottante (FSU: floating storage unit).

La soluzione di tipo flottante, da realizzarsi mediante soluzione con barge o scafo tradizionale con o senza propulsione non è ritenuta preferibile rispetto alla identificata soluzione a terra sul Molo Vigliena per i motivi di seguito brevemente descritti:

- Sebbene la soluzione si fondi su tecnologie che possono essere definite consolidate non esistono applicazioni su piccola scala di tecnologia FSU per alimentare il rifornimento di autobotti. Considerata l'importanza strategica dell'impianto si ritiene preferibile la soluzione scelta che ha applicazioni esistenti;
- La soluzione flottante comporta l'occupazione permanente dell'attracco dove viene collocata l'unità FSU, non permettendo l'uso promiscuo dello stesso, a discapito delle altre attività attualmente presenti;
- La soluzione flottante determina un ingombro all'ormeggio che ha effetti negativi per l'accesso agli attracchi vicini, potendoli rendere anche non possibili, soprattutto durante le operazioni di carico e scarico che avvengono in modalità side by side tra FSU e metaniera/barge;
- La soluzione flottante, sebbene in collocazione protetta all'interno del porto, ha una operabilità maggiormente impattata da eventuali condizioni meteomarine avverse, con un rischio più elevato di indisponibilità di accesso al LNG stoccato qualora necessaria la disconnessione dell'unità flottante all'impiantistica a terra a garanzia dell'integrità delle strutture di connessione stessa o della sicurezza delle operazioni.

11.3 Alternative tecnologiche

Dal punto di vista delle alternative tecnologiche, è stata effettuata un'analisi delle differenti configurazioni relative alla tipologia di serbatoi di stoccaggio LNG considerando la possibilità di realizzare il volume di stoccaggio mediante una batteria di serbatoio in pressione di tipo "bullet" o suddividendo il volume complessivo in modo modulare considerando più serbatoi atmosferici di capacità inferiore.

La configurazione tecnologicamente preferibile prevede la realizzazione dello stoccaggio con capacità utile di 20.000 m³ tramite un unico serbatoio verticale di tipo atmosferico ad integrità totale. La soluzione consente infatti di utilizzare in modo ottimale la superficie disponibile che non

permetterebbe la realizzazione di una soluzione modulare di pari capacità di stoccaggio. Nel rispetto dei vincoli di compatibilità con le aree disponibili, la soluzione con serbatoio verticale atmosferico unico permette di incrementare la sicurezza intrinseca dell'impianto. La parete esterna del serbatoio, adeguata al contenimento del liquido criogenico, annulla gli scenari legati ad eventuali sversamenti di LNG dal serbatoio e i conseguenti rischi di incidente. Inoltre, la soluzione con serbatoio unico minimizza il numero di interconnessioni e controlli che andrebbero necessariamente duplicati in sistemi modulari.

La scelta di posizionare il serbatoio di stoccaggio fuori terra, realizzato impiegando tecnologie consolidate in fase di progettazione, costruzione e collaudo, costituisce una soluzione tecnologica applicata con successo in tutto il mondo. Tale scelta è giustificata in considerazione dei seguenti aspetti:

- impatto ambientale;
- sicurezza correlata alla ispezione e manutenzione dei serbatoi.

Con riferimento agli impatti ambientali, la costruzione di serbatoi LNG 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.

Un ulteriore elemento che ha fatto propendere verso la scelta del serbatoio fuori terra è relativo alle attività di ispezione e di manutenzione del serbatoio durante la fase di esercizio. In particolare, si evidenzia come la soluzione interrata:

- non permette il controllo visivo della parete esterna del serbatoio
- rende difficoltosi eventuali interventi di manutenzione sulla parete esterna.

Si ritiene che questi fattori siano svantaggiosi dal punto di vista della sicurezza della struttura.

12 NORME E STANDARD

12.1 Legislazione applicabile

La legislazione locale, le specifiche del Proponente, le norme e gli standard internazionali applicabili saranno seguiti durante la progettazione, la costruzione ed ogni altra fase del Progetto. Poiché l'impianto sarà collocato all'interno del Porto di Napoli, si sottolinea che sarà realizzato e gestito in accordo a regolamenti, ordinanze, procedure applicabili. La tabella seguente riporta un elenco indicativo.

Ordinanza n. 1/98, Emesso dal Ministero dei Trasporti, Capitaneria di Porto di Napoli
Verbale n. 06/2015, Emesso dal Ministero dei Trasporti, Capitaneria di Porto di Napoli
Ordinanza n. TE 15/2008, Emesso dal Ministero dei Trasporti, Capitaneria di Porto di Napoli
Ordinanza no.109/2018, Emesso dal Ministero dei Trasporti, Capitaneria di Porto di Napoli

La progettazione terrà altresì in considerazione i contenuti del documento: Piano di emergenza Interno Darsena Petroli – settembre 2017

12.2 Norme e standard di riferimento

Si riporta di seguito l'elenco di norme e standard identificato dal Proponente. L'elenco potrà essere rivisto ed aggiornato nell'ambito della progettazione.

Norme e standard generali sul LNG

UNI EN 1473 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (LNG) - Progettazione delle installazioni di terra"
UNI EN 1474 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (LNG) - Progettazione e prove dei bracci di carico/scarico"
EN 14620 "Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flatbottomed tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 °C and -165 °C"
UNI EN 1532 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto -Interfaccia terra-nave"
UNI EN 1160 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto -Caratteristiche generali del gas naturale liquefatto"
UNI EN 12066 (1999) "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (LNG) - Prove sui rivestimenti isolanti dei bacini di contenimento di gas naturale liquefatto"
ISO 8943 "Refrigerated light hydrocarbon fluids - Sampling of liquefied natural gas – Continuous and intermittent method"

ISO 13398 (1997) "Refrigerated light hydrocarbon fluids - Liquefied natural gas -Procedure for custody transfer on board ship"

UNI EN 12065 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (LNG) - Prove degli emulsionanti per la produzione di schiuma media ed alta espansione e di polveri per l'estinzione di incendi di gas naturale liquefatto"

ISO 6974 "Natural gas – determination of compositions and associated uncertainty by gas chromatography";

ISO 18132-1 "Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels – General requirements for automatic tank gauges";

ISO 18132-2 "Refrigerated light hydrocarbon fluids – General requirements for automatic level gauges – Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks";

ISO/TS 18683:2015 Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships

UNI EN ISO 16903 "Industrie del petrolio e del gas naturale – Caratteristiche del LNG che influenzano la progettazione e scelta dei materiali"

UNI EN 12567 "Valvole industriali – Valvole di isolamento per LNG – Prescrizioni per le possibilità di impiego e metodi di prova appropriati"

UNI EN 12838 "Installazioni ed equipaggiamenti per gas naturale liquefatto – Prove di attitudine all'impiego di sistemi di campionamento di gas naturale liquefatto"

UNI EN ISO 28460 "Industrie del petrolio e del gas naturale – Installazione ed equipaggiamento per il gas naturale liquefatto – Interfaccia terra-nave e operazioni portuali"

Progettazione elettrica

International Electrotechnical Commission (IEC)

IEC 60073 - Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Coding principles for indicators and actuators

IEC 60228 - Conductor of insulated cable

IEC 61508 - Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems

IEC 61511 - Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector

Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI)

CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 3 - Segni grafici per gli schemi

CEI 3-32 - Raccomandazioni per la preparazione. degli schemi elettrici circuitali

CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI EN 62305-1- Protezione contro i fulmini

Cavi

CEI 20-11 - Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento

CEI 20-13 - Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 kV a 30 kV

CEI 20-20 - Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V

CEI 20-22 - Prova d'incendio sui cavi elettrici

CEI 20-27 - Sistema di designazione cavi per energia e segnalamento

CEI 20-33 - Giunzione e terminazioni per cavi di energia a tensione U_0/U non superiore a 600/1000 V in corrente alternata e 750 V in corrente continua

CEI 20-35 - Prove sui cavi elettrici sottoposti al fuoco

CEI 20-36 - Prove di resistenza al fuoco dei cavi elettrici

CEI 20-37 - Cavi elettrici: prove sui gas emessi durante la combustione

CEI 20-38 - Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi a tensione nominale U_0/U non superiore a 600/1000 V (parte prima)

Sistemi MTe BT

CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
Parte 1: Prescrizioni comuni

CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica linee in cavo.

CEI EN 50522 (CEI 99-3) - Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a

CEI 64-8 e V4 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in c.a. e a 1500V in c.c.

CEI EN Serie 60947 - Apparecchiature a bassa tensione

CEI EN 60076-1 (CEI 14-4) - Trasformatori di potenza

Compatibilità elettromagnetica

IEC 6100-4/255-6 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurements technique

EN IEC 61000-6-2/6-4 - Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali/ Emissione per gli ambienti industriali

Aree a rischio esplosione

CEI EN 60079-1 (CEI 31-58) - Atmosfere esplosive Parte 1: Apparecchiature protette mediante custodie a prova d'esplosione "d"

CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87) - Atmosfere esplosive Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas

CEI EN 60079-11 (CEI 31-78) - Atmosfere esplosive Parte 11: Apparecchiature con modo di protezione a sicurezza intrinseca ""i""

CEI EN 60079-14 (CEI 31-33) - Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas. Parte 14: Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (diversi dalle miniere)

CEI EN 60079-17 (CEI 31-34) - Atmosfere esplosive Parte 17: Verifica e manutenzione degli impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas

CEI EN 61241-14 (CEI 31-67) Costruzioni elettriche destinate ad essere utilizzate in presenza di polveri combustibili Parte 14: Scelta ed installazione

CEI EN 60529 - Grado di protezione degli involucri (Codice IP)

CEI EN 61293 - Marcatura delle apparecchiature elettriche con riferimento ai valori nominali relativi alla alimentazione elettrica Prescrizioni di sicurezza

EI 15 "EI model code of safe practice part 15: area classification for installations handling flammable fluids"

Sicurezza funzionale

CEI EN 61508 - Sicurezza funzionale dei sistemi elettrici, elettronici ed elettronici programmabili per applicazioni di sicurezza

CEI EN 61511 - Sicurezza funzionale - Sistemi strumentati di sicurezza per il settore dell'industria di processo

Direttive

Direttiva 2014/34/CE - per la regolamentazione di apparecchiature destinate all'impiego in zone a rischio di esplosione (ATEX)

Direttiva 2014/35/CE Bassa Tensione (BT)

Direttiva 2014/30/CE Compatibilità Elettromagnetica (EMC)

Direttiva 2014/32/UE - concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura (rifusione)

Direttiva 2014/31/UE - concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti per pesare a funzionamento non automatico (rifusione)

Progettazione meccanica

Recipienti in pressione

D.M. 21/11/1972 - Norme per la costruzione degli apparecchi in pressione

D.M. 21/5/1974 - Norme integrative del regolamento approvato con R.D. 15/5/1927, n° 824 e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi in pressione

D.M. 1/12/1975 - Norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione

D.Lgs. 25/2/2000, n° 93 - Attuazione della direttiva CEE 97/23 in materia di attrezzature in pressione

2014/68/UE PED – “Pressure Equipment Directive”

ISPESL - Raccolta R

ISPESL - Raccolta S

ISPESL - Raccolta E

ISPESL - Raccolta VSR

ISPESL - Raccolta M

ASME sect I - Power boilers

ASME sect VIII - Pressure vessels »

EN 13445 - Unfired Pressure Vessels

EN 13480 – « Metallic Industrial Piping »

Materiali

DIN - Deutsches Institut fur Normung

ASTM - American Society for Testing and Materials

UNI – Ente Nazionale Unificazioni

Pompe

ASME - American Society of Mechanical Engineers

HI - Hydraulic Institute

Scambiatori

TEMA - Tubular Exchangers Manufacturers Association (class C)

HEI - Heat Exchangers Institute

Recipienti non in pressione

AWWA D100 - Steel tanks for water Storage

Valvole

ANSI B 16.34 - Steel butt-welding end valves

NSIB 16.10 - Face to face and end to end dimensions of ferrous valves

MSS-SP 25 - Standard marking systems for valves, fittings, flanges and unions

MSS-SP 45 - By-pass and drain connection standards

MSS-SP 72 - Ball valves with flanged or buttwelding ends for general service

MSS-SP 70 - Cast iron gate valves flanged and threaded ends

MSS-SP 71 - Cast iron swing check valves, flanged and threaded ends

MSS-SP 85 - Cast iron globe and angle valves flanged and threaded ends

MSS-SP 80 - Bronze gate, globe, angle and check valves

MSS- SP 84 - Steel valves- socket welding and threaded ends

AWWA C500 - Gate valves for ordinary water works service

Valvole di sicurezza

API standard 521 Pressure relieving and depressuring systems

API standard 520 Pressure relieving devices

ISPESL - Raccolta E

Tubazioni

API 5L/ISO 3183 - Line pipe specification 5 L e petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation system,2007

ANSI B31.1 - Power piping

ANSI B31.2 - Fuel gas piping

ANSI B36.10 - Welded and seamless wrought steel pipe

ANSI B36.19 - Stainless steel pipe

ANSI B16.5 - Steel pipe flanges and flanged fittings

AWWA C207 - Steel pipe flanges for waterworks service

MSS-SP 44 - Steel pipe line flanges

ANSI B16.20 - Ring-joint gaskets and grooves for steel pipe flanges

ANSI B18.2.1 - Square and ex bolts and screws

ANSI B18.2.2 - Square and ex nuts

ANSI B1.1 - Unified inch screw threads

ANSI B2.1 - Pipe threads

ASME B31.4 - Pipeline Transportation Systems for liquid Hydrocarbon and Other Liquids

ASME B16.9 - Factory-made wrought steel buttwelded fittings

ASME B16.10 - Face-to-face and end-to-end dimensions valves

ASME B16.47 - Large diameters steel flanges

ASME B18.21 - Square and Hex Bolts and screws inch Series

ASME B18.22 - Square and Hex Nuts

Saldature e test non distruttivi (NDT)

ASME IX - Welding and brazing qualification

ANSI B31.1 - Power piping

ISPESL - Raccolta S

UNI 7278 - Gradi di difettosità nelle saldature di testa

UNI 7704 - Modalità generali per il controllo magnetoscopico'

UNI 7679 - Modalità generali per il controllo con liquidi penetranti

UNI 8956 - Modalità generali per il controllo radiografico

UNI 8387 - Controllo manuale mediante ultrasuoni

API Spc.1104 - Welding of pipeline and related facilities

ANSI B16.9 - Factory-made wrought steel butt-welding fittings

ANSI B16.11 - Forged steel fittings socket welding and threaded

ANSI B16.25 - Butt-welding ends

ANSI B16.28 - Wrought steel butt welding short radius elbows and returns

Verniciatura

SIS 05 5900-1967 - Svensk standard

SSPC-SP3 - Power tooling cleaning

SSPC-SP6 - Commercial blast cleaning

SSPC-SP10 - Near white blast cleaning

UNI 5634-65P - Colori distintivi delle tubazioni convoglianti fluidi liquidi o gassosi

Vibrazioni

VDI - Verein Deutsche Ingenieur

Ingegneria di strumentazione e controllo

ISA - Standard and practices for instrumentation

ISA 51.1 - Standard process instrumentation terminology'

ISA - Handbook of control valves

ANSI B16.104 - Control valves seat leakage

ISO 5167 - Measurement of fluid flow by means of orifice'

ASME 19.5 - Fluid meters

CEI UNI EN 45501 - Aspetti metrologici di strumenti per pesare non automatici

ISA RP 55.1 - Hardware testing of digital process computer

IEC-751 - Resistance Temperature Detectors

IEC 60950 – Information Technology Equipment - Safety

IEC 61131-2 Programmable Controllers – Equipment Requirements and Tests

IEC 61131-3 Programmable Controllers – Programming Languages

EEC - 584 – Thermocouples

API RP 551 - Process Measurement Instrumentation

API RP 552 - Transmission Systems

API RP 554 - Process Control Systems - Process Control System Design

Progettazione civile

Strutture

DM 17/01/2018 – Aggiornamento delle “Norme Tecniche per le Costruzioni”

CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018

UNI EN 1991: Azioni sulle strutture

UNI EN 1992: Progettazione delle strutture in calcestruzzo

UNI EN 1993: Progettazione delle strutture in acciaio

UNI EN 1994: Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo

UNI EN 1997: Progettazione geotecnica

UNI EN 1998: Progettazione delle strutture per la resistenza sismica

UNI EN 1998-4:2006 Eurocodice 8 - Progettazione delle strutture per la resistenza sismica - Parte 4: Silos, serbatoi e condotte

British Standard BS 6349-1-1 (2013) General. Code of practice for planning and designs for operations

British Standard BS 6349-1-2 (2016+A1 2017) General. Code of practice for assessment of actions

British Standard BS 6349-2:2010 Maritime structures, part 2: Code of practice for the design of quay walls, jetties and dolphins, London:BSI

British Standard BS 6349-4:2014 Maritime structures, part 4: Code of practice for design of fendering and mooring system, London: BSI

British Standard BS 6349-1:2000 Maritime structures, part 1: Code of practice for general criteria, London: BSI

Progettazione navale e marittima

Regolamenti navali, Linee Guida e varie specifici per il trasferimento di LNG

International Ship and Port Facility Security Code (ISPS), 2012

International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities (IALA)

OCIMF, Manifold recommendations for Liquefied Gas Carriers, (2nd Edition, 2018)

OCIMF, Design and Construction Specification for Marine Loading Arms (3rd Edition, 1999)

Decreto dirigenziale 673/2007: Norme provvisorie per il trasporto marittimo alla rinfusa delle merci pericolose allo stato gassoso

Leggi e regolamenti applicabili a navi e unita' off-shore battenti bandiera Italiana

The International Convention for the Safety of Life at Sea SOLAS

The International Code for Construction and Equipment of Ships carrying Liquefied Gases in Bulk "IGC Code"

IMO Guidelines for the Provisional Assessment of Liquids Transported In Bulk

EN 13766: 2010 Thermoplastic multilayer (non-vulcanized) hoses and hose assemblies for the transfer of liquid petroleum gas and liquefied natural gas

I.E.C. Publication No.92 (electric part)

ICS Tankers Safety Guide (Liquefied Gas) (3rd Edition, 2018)

ICS Safety in Liquefied Gas Carrier (1980)

SIGTTO Liquefied Gas Handling Principles on Ships and In Terminals, (4th Edition, 2016)

SIGTTO Cargo firefighting on liquefied gas carrier (2nd Edition, 1996)

OCIMF/SIGTTO Inspection Guidelines for Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (3rd Edition 2005)

OCIMF, "Mooring Equipment Guidelines (MEG4)", 2018

PIANC, Harbour Approach Channels Design Guidelines

SIGTTO, Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties

International Navigation Association, PIANC (1985) Underkeel clearance for large ships in maritime fairways with hard bottom.

International Navigation Association, PIANC (1995) Criteria for movements of moored ships in harbours, Report of working group 10

Protezione antincendio

Rilevazione antincendio

UNI 9795:2013 Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio

UNI ISO 7240-19:2010 Sistemi fissi di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Parte 19: Progettazione, installazione, messa in servizio, manutenzione ed esercizio dei sistemi di allarme vocale per scopi d'emergenza

UNI EN 54-1:2011 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio - Parte 1: Introduzione

UNI EN 54-5:2003 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio - Rivelatori di calore

UNI EN 54-7:2007 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio - Parte 7: Rivelatori di fumo - Rivelatori puntiformi funzionanti secondo il principio della diffusione della luce, della trasmissione della luce o della ionizzazione

UNI EN 54-10:2006 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio. rivelatori di fiamma - Rivelatori puntiformi

UNI EN 54-11:2006 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio - Parte 11: Punti di allarme manuali

UNI EN 54-12:2003 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio - Rivelatori di fumo - Rivelatori lineari che utilizzano un raggio ottico luminoso

EC 1-2009 UNI EN 54-20:2006 Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio - Parte 20: Rivelatori di fumo ad aspirazione

NFPA 72 "National Fire Alarm and Signaling Code"

Sistemi e protezione antincendio

NFPA 850 -Fire protection for fossil fuelled steam and combustion turbine electric generating plants

NFPA 59A – Production Storage and Handling of Liquefied Natural Gas LNG

NFPA 11 - Standard for Low, Medium, and High-Expansion Foam

NFPA 15 – Water Spray Fixed System for Fire Protection

NFPA 16 - Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems

NFPA 17 - Standard for Dry Chemical Extinguishing Systems

NFPA 20 – Stationary Pump for Fire Protection

UNI 10779 - Impianti di estinzione incendi - Reti di idranti - Progettazione, installazione ed esercizio

UNI 12845 - Installazioni fisse antincendio - Sistemi automatici a sprinkler Progettazione, installazione e manutenzione

UNI 11292 - Locali destinati ad ospitare gruppi di pompaggio per impianti antincendio - Caratteristiche costruttive e funzionali

UNI EN 13565 (Serie) - Sistemi fissi di lotta contro l'incendio - Sistemi a schiuma

UNI 9795 - Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio

UNI EN 12094 (Serie) - Sistemi fissi di lotta contro l'incendio - Componenti di impianti di estinzione a gas

UNI EN 15004 (serie) Installazioni fisse antincendio - Sistemi a estinguenti gassosi

UNI EN 12416 (Serie) - Sistemi fissi di lotta contro l'incendio - Sistemi a polvere

UNI CEN/TS 14816:2009 "Installazioni fisse antincendio - Sistemi spray ad acqua - Progettazione, installazione e manutenzione"

NFPA 13 "Standard for the Installation of Sprinkler Systems"

NFPA 37 "Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines"

API RP 2218 "Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants"

Sicurezza

Decreto Legge 31 Agosto 2013, No. 101, "Disposizioni Urgenti per il Perseguimento di Obiettivi di Razionalizzazione nelle Pubbliche Amministrazioni." Decreto-Legge convertito con modificazioni dalla L. 30 ottobre 2013, No. 125

Decreto del Presidente della Repubblica, No.151, del 1 Agosto 2011, "Regolamento Recante Semplificazione della Disciplina dei Procedimenti Relativi alla Prevenzione degli Incendi, a Norma dell'articolo 49, comma 4-Quater, del Decreto-legge 31 Maggio 2010, No. 78, Convertito, con Modificazioni, dalla Legge 30 Luglio 2010, No. 122."

Decreto 13 Luglio 2011, Approvazione della Regola Tecnica di Prevenzione Incendi per la Installazione di Motori a Combustione Interna Accoppiati a Macchina Generatrice Elettrica o ad altra Macchina Operatrice e di unita' di Cogenerazione a Servizio di Attivita' Civili, Industriali, Agricole, Artigianali, Commerciali e di Servizi

Decreto Legislativo No. 17, Gennaio 2010, "Attuazione della Direttiva 2006/42/CE, Relativa alle Macchine e che Modifica la Direttiva 95/16/CE Relativa agli Ascensori", (Direttiva Macchine)

Decreto Ministeriale, 19 Maggio 2010, "Modifica degli allegati al Decreto 22 Gennaio 2008, No. 37, Concernente il Regolamento in Materia di Attività di Installazione degli Impianti all'interno degli Edifici"

Decreto Legislativo No. 81, 9 Aprile 2008 "Attuazione dell'Articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, No. 233, in Materia di Tutela della Salute e della Sicurezza nei Luoghi di Lavoro"

Decreto Ministeriale No. 37, 22 Gennaio 2008, "Regolamento Concernente l'attuazione dell'articolo 11-Quaterdecies, comma 13, lettera a) della Legge No. 248 del 2 Dicembre 2005, Recante Riordino delle Disposizioni in Materia di Attività di Installazione degli Impianti all'interno degli Edifici"

Decreto Ministeriale 17 Aprile 2008, "Regola Tecnica per la Progettazione, Costruzione, Collaudo, E servizio e Sorveglianza delle Opere e degli Impianti di Trasporto di Gas Naturale con Densità non Superiore e 0.8

Decreto Legislativo No. 105, 26 Giugno 2015, "Attuazione della Direttiva 2012/18/UE relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose"

Decreto Legislativo, No. 238, 21 Settembre 2005, "Attuazione della Direttiva 2003/105/CE, che Modifica la Direttiva 96/82/CE, sul Controllo dei Pericoli di Incidenti Rilevanti Connessi con Determinate Sostanze Pericolose"

Decreto Legislativo No. 233, 12 Giugno 2003, "Attuazione della Direttiva 1999/92/CE Relativa alle Prescrizioni Minime per il Miglioramento della Tutela della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori Esposti al Rischio di Atmosfere Esplosive"

Decreto Ministeriale 9 Maggio 2001, Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante

Decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 26, Attuazione della direttiva 2014/68/UE, in Materia di Attrezzatura a Pressione, (Direttiva PED)

Emissioni atmosferiche

D.M. 25/08/2000 - Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del DPR 24/05/88

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n°152e s.m.i. – Norme in materia ambientale

D.M. 21/12/1995 - Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali.

Decreto del Ministero dell'Interno, D.M., 20 Ottobre 1998, "Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Liquidi Facilmente Infiammabili e/o Tossici".

Decreto Ministeriale, (D.M.) 15 Maggio 1996, "Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi a Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.)".

Rumore

DM 24/7/06 - Modifiche all'allegato I - Parte b, del DLGS 262 4 settembre 2002 relativo all'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate al funzionamento all'esterno

Legge 26/10/1995. n° 477 – Legge quadro sull'inquinamento acustico

DPCM 14/11/1997 – Valori limite delle sorgenti sonore

D.Lgs 4/09/02 n° 262 - Macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto - Emissione acustica ambientale - Attuazione della direttiva 2000/14/Ce

D.Lgs 27/01/10 n° 17 - Attuazione della direttiva 2006/42/CE, relativa alle macchine e che modifica la direttiva 95/16/CE relativa agli ascensori

D.Lgs 09/04/08 n° 81 - Testo Unico in Materia di Salute e Sicurezza nei Luoghi di Lavoro

13 DOCUMENTAZIONE PROGETTUALE DI RIFERIMENTO

Il Progetto di Fattibilità Tecnica descrive il Progetto in accordo allo stato di definizione alla data della stesura dello stesso, sulla base dei documenti progettuali prodotti nell'ambito dello sviluppo dell'ingegneria autorizzativa. In particolare si elencano i seguenti documenti in quanto riferimento per la stesura del presente documento:

PA90NBKJ100	Basi di Progetto
PA90PLKM100	Planimetria generale di impianto (Allegato 1)
PA90PLKM102	Planimetria percorsi tubazioni principali (Allegato 2)
PA90SPUK100	PFD - Unloading loading storage systems (Allegato 3)
PA90SPUK101	PFD - BOG management system (Allegato 3)
PA90SPUK102	PFD - Truck loading system (Allegato 3)
PA90SPYK100	PFD - Blow down, Re-condensation and flare systems (Allegato 3)
PA90RGKK101	Plant operating Procedure
PA90FELC100	Architettonico cabina elettrica (Allegato 4)
PA90FENC100	Architettonico – Edificio antincendio (Allegato 4)
PA90FEOC100	Architettonico main control room (Allegato 4)
PA90FEOC101	Architettonico jetty control room (Allegato 4)
PA90FEPC100	Architettonico stazione di attesa parcheggio (Allegato 4)
PA90FEUC102	Architettonico - Edificio compressori BOG (Allegato 4)
PA90FEUC103	Architettonico - serbatoio GNL (Allegato 4)
PA90PL5C100	Layout di Ormeggio



Co-financed by the Connecting Europe Facility of the European Union



IMPIANTO / Plant

DEPOSITO COSTIERO LNG - NAPOLI

TITOLO/Title

PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA

Foglio/Page 103 di/of

Codifica Doc./ Doc. code

PA90AUKJ102

Rev.0 del/of 04/03/2021

ALLEGATO 1: PLANIMETRIA



Co-financed by the Connecting Europe Facility of the European Union



IMPIANTO / Plant

DEPOSITO COSTIERO LNG - NAPOLI

TITOLO/Title

PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA

Foglio/Page 104 di/of

Codifica Doc./ Doc. code

PA90AUKJ102

Rev.0 del/of 04/03/2021

ALLEGATO 2: PLANIMETRIA PERCORSI TUBAZIONI PRINCIPALI



Co-financed by the Connecting Europe Facility of the European Union

IMPIANTO / Plant

DEPOSITO COSTIERO LNG - NAPOLI

TITOLO/Title

PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA

Foglio/Page 105 di/of

Codifica Doc./ Doc. code

PA90AUKJ102

Rev.0 del/of 04/03/2021

ALLEGATO 3: PFD



Co-financed by the Connecting Europe Facility of the European Union



IMPIANTO / Plant

DEPOSITO COSTIERO LNG - NAPOLI

TITOLO/Title

PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA

Foglio/Page 106 di/of

Codifica Doc./ Doc. code

PA90AUKJ102

Rev.0 del/of 04/03/2021

ALLEGATO 4: DISEGNI ARCHITETTONICI