

Proponente



IONIO FUEL S.r.l.
Riviera di Chiaia, 276 - 80121 NAPOLI



DEPOSITO COSTIERO DI RIGASSIFICAZIONE PER IL GNL (Gas Naturale Liquefatto) nel Comune di Crotona area industriale CO.R.A.P. "Ionio Fuel - Crotona LNG"

Società di Ingegneria incaricata per la progettazione

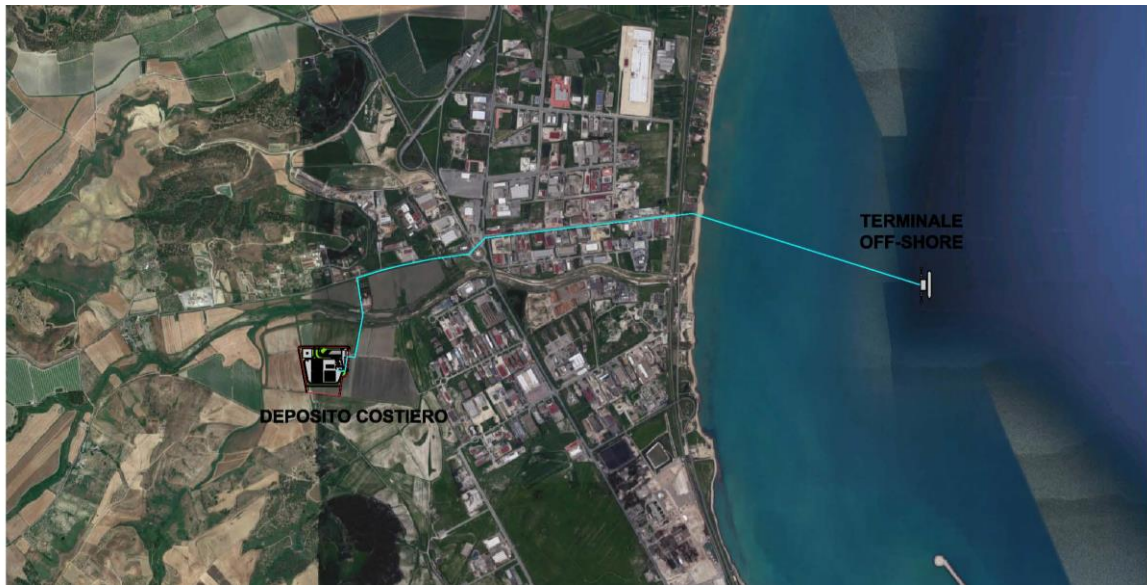


LASTPROJECT

LAST PROJECT S.R.L.

Sede legale ed uffici:
80121 Napoli (NA) – Riviera di Chiaia n.°276
Tel +39 081 0607954 – Fax +39 081 19361324
P.IVA: 07557711210

DEPOSITO COSTIERO DI RIGASSIFICAZIONE DI GNL DA 20.000 MC NEL COMUNE DI CROTONE IN ZONA INDUSTRIALE CO.R.A.P. PROVINCIA DI CROTONE



People, Skills, Equipment.

Saipem S.p.A.



Festa S.p.A.



Molino Facchinelli Zerbinì & Partners S.r.l.



ICARO S.r.l.

Gruppo di lavoro Last Project S.r.l.

Studio di Impatto Ambientale

Arch. Maddalena Proto
Opere Antincendio
Arch. Luigi Vartuli
Opere Strutturali
Ing. Alfredo Stompanato
Sicurezza Cantieri
Arch. Rosa Vartuli
Opere Civili
Arch. Maddalena Proto
Arch. Luigi Vartuli
Ingegneria Gestionale
Dott. Ing. Valentina Vartuli

Consulenze specialistiche

Studio di fattibilità
Dott. Luca Lamagna
Geologia e Geotecnica
Geol. Alessandro Amato
Opere Idrauliche
Ing. Giovanni Bruno
Opere marittime
Ing. Roberto De Rosa
Studio di Impatto acustico ed elettromagnetico
Ing. Carmine Iandolo
Rapporto preliminare di sicurezza
ICARO S.r.l.

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

PROCEDURA DI V.I.A.
ai sensi degli artt.23-26 D.lgs n°152/2006 come modificato dall'art.22 del D.Lgs n°4/2008
redatto in conformità all'Allegato VII del D.Lgs n°4 del 16 gennaio 2008

12- STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Quadro di Riferimento Programmatico - Quadro di Riferimento Progettuale - Quadro di Riferimento Ambientale

NOME FILE P.12_IA_03_SIA_R01		Progetto Definitivo			FORMATO
CODICE ELAB P 12 IA 03 SIA R01		REV. B			A4
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
B	Aggiornamento del Progetto Definitivo a seguito delle osservazioni del C.T.R. di Catanzaro - IVª integrazione del 30/06/2020 di cui al prot. 5233/2020 COM-KR-Comando Provinciale VVF Crotona	Febbraio 2021			



INDICE

1. PREMESSA	4
1.1. INTRODUZIONE	4
2. DOCUMENTI E NORMATIVE DI RIFERIMENTO	6
3. IL SISTEMA GNL	11
3.1. CARATTERISTICHE DEL GAS NATURALE E DEL GNL	12
3.2. L'INDUSTRIA DEL GNL	12
3.2.1. I TERMINALI DI ESPORTAZIONE	12
3.2.2. LE NAVI METANIERE.....	13
3.2.3. I TERMINALI DI IMPORTAZIONE	16
3.2.4. GLI IMPIANTI DI LIVELLAMENTO DEI PICCHI	16
3.3. CONSISTENZA DELL'INDUSTRIA DEL GNL	17
4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	18
4.1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	18
4.1.1. BRACCI DI CARICO GNL E BOG	21
4.1.2. LINEE DI TRASFERIMENTO DEL GNL.....	21
4.1.3. SERBATOI DI STOCCAGGIO GNL	21
4.1.4. VAPORIZZATORI PER LA RIGASSIFICAZIONE DEL GNL.....	23
4.1.5. BAIE DI CARICO AUTOCISTERNE.....	24
4.1.6. SISTEMI PER L'IMMISSIONE DEL GAS METANO NELLA RETE DI TRASPORTO	24
4.1.7. SISTEMA DI GESTIONE BOG	24
4.2. DESCRIZIONE DEL FUNZIONAMENTO	24
4.2.1. Dati tecnici di operatività.....	25
4.2.2. Consumi ausiliari	27
4.3. CONSIDERAZIONI SUL SITO D'IMPIANTO.....	28
4.4. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	29
4.4.1. Realizzazione dell'opera	29
4.4.2. Pre-commissioning, commissioning e avviamento.....	31
4.4.3. Dismissione dell'opera e ripristino ambientale.....	33
4.5. MONITORAGGIO AMBIENTALE	34



4.6. INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE DELL'INSERIMENTO DELL'IMPIANTO NELL'AMBIENTE CIRCOSTANTE.....	35
4.7. INTERVENTI DI COMPENSAZIONE.....	35
4.8. OPERE CONNESSE: GASDOTTO PER LA CONNESSIONE ALLA RETE SNAM	36
4.9. APPLICAZIONE DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI (MTD/BAT).....	37
4.9.1. Sistema di ricevimento e stoccaggio GNL.....	38
4.9.2. Rigassificazione GNL e invio GN alla rete.....	40
4.9.3. Sistema di Raccolta e Trattamento delle Acque Reflue.....	41

1. PREMESSA

1.1. INTRODUZIONE

Il mercato energetico globale sta attraversando una fase di profondi cambiamenti, dovuti in particolare all'aumento di attenzione da parte della comunità internazionale, nei confronti dell'efficienza energetica.

Tale tendenza traspare chiaramente da alcune scelte operate in tempi recenti dalle maggiori potenze industriali, quali il ridimensionamento dell'utilizzo dell'energia nucleare in Giappone ed il ripensamento della Cina in merito all'utilizzo del carbone come combustibile nella produzione di energia elettrica a causa dei seri problemi ecologici legati alle emissioni di CO₂. Dall'inizio del XXI secolo il mondo dell'energia sta vivendo delle radicali trasformazioni che ne stanno alterando profondamente struttura e dinamiche: l'avvento delle fonti rinnovabili, il progressivo abbandono del carbone, il declino del petrolio o la crescita esponenziale del gas naturale sono solo alcuni dei fenomeni che stanno interessando il settore energy.

La mappa geopolitica dell'energia, infatti, sta mutando per effetto:

- del sostanziale incremento della produzione di petrolio e gas naturale in America settentrionale;
- del ripensamento circa il contributo della produzione di elettricità da fonte nucleare che, a seguito dell'incidente di Fukushima, interessa numerosi Paesi;
- dello sviluppo sempre più consistente delle fonti energetiche alternative e, in particolare, dell'eolico e del solare fotovoltaico;
- del contributo crescente del gas naturale come input energetico, anche per effetto delle scoperte di ingenti riserve non convenzionali (shale gas).

Questi fattori, unitamente alla sempre maggior attenzione della comunità internazionale ai temi dell'efficienza energetica, potrebbero realmente tradursi in un mutamento strutturale del sistema.

Il GNL sta diventando ormai un'alternativa sempre più diffusa ai carburanti tradizionali per le navi e anche per i mezzi stradali pesanti, una tendenza favorita dalle nuove norme della Convenzione Internazionale MARPOL (Annesso VI) dell'International Maritime Organization (IMO), che obbligano ad utilizzare a livello mondiale carburanti navali con un contenuto di zolfo inferiore allo 0,5 % m/m (massa per massa). Lo scopo è quello di migliorare la qualità dell'aria e diminuire drasticamente l'inquinamento ambientale prodotto dalle navi commerciali che oggi utilizzano combustibile con tenore di zolfo al 3,5%.

Premesso che, all'attuale stato dell'arte mondiale, la domanda e il consumo di LNG è in crescita, è opportuno quindi che il mercato italiano del LNG spinga in modo deciso nella direzione di incrementare la disponibilità di LNG sul territorio nazionale anche come soluzione per migliorare l'impatto ambientale dei mezzi pesanti su gomma e via mare. È conveniente ricordare che a partire dal 1° gennaio 2020 il settore dello shipping è stato obbligato ad affrontare l'introduzione di una ancor più severa limitazione del tenore di zolfo nei combustibili navali il cui limite è stato ridotto su scala mondiale a non più dello 0,5%. A tal proposito, gli

armatori sono stati portati dalla normativa ad assumere decisioni importanti in termini di investimenti nel nuovo naviglio e nelle tecnologie a servizio della propulsione navale. Dati statistici relativi al 2019 mostrano che, a livello internazionale, sono già operative oltre 170 navi a propulsione GNL (escluse le metaniere), e due tra le maggiori compagnie crocieristiche, MSC e Costa Crociere, hanno iniziato a dirottare i loro ordini verso le navi a LNG, di cui le prime navigano già nel Mediterraneo. Alla luce di queste trasformazioni, nell'arco dei prossimi anni, nei porti italiani crescerà la richiesta di approvvigionamento di navi, di dimensioni sempre maggiori, alimentate a LNG: una sfida che viene proposta al nostro sistema portuale e logistico. Attualmente, per assenza di punti di approvvigionamento di LNG nei nostri porti, il nostro Paese è decisamente rimasto indietro rispetto al Nord Europa nell'offerta infrastrutturale dei depositi per lo stoccaggio e rifornimento di LNG. In tale ottica gli investimenti sulle infrastrutture dovranno essere strategici e mirati su infrastrutture necessarie per il fabbisogno nazionale, con un piano che tenga in considerazione il ciclo di vita della flotta armatoriale attualmente in esercizio nonché l'evoluzione del sistema navale e logistico integrato, ferrovia e gomma. Proprio il trasporto merci su gomma e quindi il mondo dell'autotrasporto si inseriscono a pieno titolo nella filiera potenzialmente interessata dal LNG.

La società IONIO FUEL S.r.l. intende realizzare all'interno dell'area industriale di Crotone, un Deposito costiero LNG (Liquefied Natural Gas) da 20.000 mc. Il progetto prevederà l'implementazione di una filiera per il trasporto del gas naturale liquido (GNL) a mezzo di navi metaniere sino al Deposito di ricezione per lo stoccaggio, e la successiva distribuzione mediante l'utilizzo di autocisterne e di imbarcazioni (LNG tankers). Il Deposito costiero di IONIO FUEL sarà caratterizzato da un Terminale di ricezione GNL Off- Shore per la connessione e lo scarico del GNL dalle navi metaniere, un complesso di tubazioni criogeniche per il trasporto del fluido sia nella zona d'impianto (area industriale C.O.R.A.P. della Provincia di Crotone) sia in quella Off-Shore (localizzata a circa 1,8 Km dalla costa) e un sistema di stoccaggio (18 serbatoi criogenici da 1.226 mc), pompaggio (9 gruppi di pompaggio) e rigassificazione (40 vaporizzatori ad aria ambiente (AAV) con capacità pari a 5.000 mc/h) di una parte del GNL stoccato, più una stazione per il filtraggio, la misura e l'odorizzazione del gas naturale per l'immissione nelle reti di trasporto.

Attraverso le baie di carico per le autocisterne si potrà trasportare il GNL su gomma sul territorio o rifornire le navi, attuando così le direttive europee sull'utilizzo del GNL come combustibile per le imbarcazioni.

L'impianto nasce con l'obiettivo di fornire un carburante a basso impatto ambientale quale metano inteso come carburante per il trasporto navale e commerciale.

L'opera prevede la realizzazione degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a: consentire l'attracco delle navi metaniere e il trasferimento del prodotto liquido (LNG) dalle stesse ai serbatoi di stoccaggio attraverso tubazioni criogeniche; permettere la misura del LNG e consentirne la distribuzione attraverso operazioni di bunkering su imbarcazione ("terminal to ship") e autocisterne ("terminal to truck"). L'intervento nel suo complesso va interpretato non solo come occasione per dotare l'area industriale di



Crotone e la sua Provincia di un *Deposito costiero LNG da 20.000 mc*, ma tale progetto farà parte di un più vasto intervento che in collaborazione con l'Istituto di Scienze e Tecnologie per l'Energia e la Mobilità Sostenibili (STEMS – CNR di Napoli) ed il Dipartimento di Scienze e Tecnologie dell'Università Parthenope di Napoli, vedrà la realizzazione attraverso una start up innovativa del Gruppo la società LNGI S.r.l. di un impianto pilota “power to gas” in grado di produrre il metano biologico attraverso un processo di metanazione. Tale processo attraverso l’anidride carbonica + 4 atomi di idrogeno darà luogo alla produzione di metano CH₄ che attraverso la liquefazione con l’azoto darà spazio al LNG biologico. L’iniziativa precede lo stoccaggio del suddetto LNG biologico nel Deposito di Crotone al fine di rifornire le navi metaniere fornendo loro un metano green a emissioni zero.

Entrambi gli interventi si inseriscono nel quadro più ampio della **riduzione delle emissioni di anidride carbonica** con un approccio trasversale conciliando l’esigenza di individuare nuove e più efficienti forme di conservazione dell’energia con la possibilità di produrre gas rinnovabili come idrogeno e metano biologico **al fine di generare LNG biologico** e si completeranno con un sistema di azioni e procedure mirate alla sensibilizzazione e l’informazione nel territorio di Crotone e Provincia.

Al fine di dare attuazione alla realizzazione del Deposito costiero, la società proponente nel presente Studio svilupperà **soltanto il Deposito costiero LNG**, rinviando ad uno studio successivo la trattazione dell'impianto power to gas.

Nel settembre 2019 la Società proponente Ionio Fuel S.r.l. ha presentato il progetto al Comitato Tecnico Regionale (C.T.R.) della Regione Calabria per richiedere il Nulla Osta di Fattibilità (NOF). In data 28/07/2020 la Società ha ottenuto il NOF favorevole di cui al D.Lgs. 105/2015

Sulla base delle osservazioni emerse durante le Conferenze con il C.T.R., ricevute tra l’altro formalmente nelle varie richieste di integrazioni, il progetto è stato aggiornato apportando una modifica sulla linea criogenica dell’impianto e sullo spostamento del Terminale Off-Shore con l’allontanamento dello stesso di ulteriori 300 m dalla costa ionica.

2. DOCUMENTI E NORMATIVE DI RIFERIMENTO

Standard e normative di riferimento

Standard e Normative di Riferimento Norme tecniche specifiche per GNL

UNI EN 1473 “Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progettazione delle installazioni di terra”;

UNI EN 1474 “Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progettazione e prove dei bracci di carico/scarico”;



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 (GNL) - Prove sui rivestimenti isolanti dei bacini di contenimento di gas naturale liquefatto”;

ISO 8943 (1991) “Refrigerated light hydrocarbon fluids - Sampling of liquefied natural gas - Continuous 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 (GNL) - Prove degli emulsionanti per la produzione di schiuma media ed alta espansione e di polveri per l’estinzione di incendi di gas naturale liquefatto”.

American Petroleum Institute (API)

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

API RP 551 - Process Measurement Instrumentation

API RP 552 - Transmission Systems

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

API Spc.1104 - Welding of pipeline and related facilities

API 6D/1994 - Specification for pipeline valves, and closures, connectors and Swivels

American Society of Mechanical Engineers (ASME)

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

International Standard Organization (ISO)

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.

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

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 isolati con gomma EPR con grado di isolamento 4

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

CEI 20-22 - Prova dei cavi non propaganti l'incendio

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

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

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 G7 non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi a tensione nominale Uo/U non superiore a 600/1000 V (parte prima)

Sistemi BT

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

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

CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V

CEI EN Serie 60947 - Apparecchiature a bassa tensione

Compatibilità Elettromagnetica (EMC)

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

EN 50081/50082 - Compatibilità elettromagnetica - Norma generica sull'emissione/Norma generica sull'immunità



Impianti in aree con pericolo di 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 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 50281-1-2(CEI 31-36) - Costruzioni elettriche destinate in ambienti con presenza di polvere combustibile Parte 1-2: Costruzioni elettriche protette per mezzo di un involucro Scelta, installazione e manutenzione.

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

CEI EN 61293 - Marcatura delle apparecchiature elettriche – prescrizioni di sicurezza

Direttive

Direttiva 94/9/CE - per la regolamentazione di apparecchiature destinate all'impiego in zone a rischio di esplosione (ATEX)

Direttiva 2006/95/CE Direttiva Bassa Tensione (BT)

Strutture

DM 14/01/2008 – Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni

Circolare sulle "Nuove norme tecniche per le costruzioni" di cui al DM 14 gennaio 2008

Rivelazione Incendi

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

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

fumo ad aspirazione

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

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

Impianti 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 15 – Water Spray Fixed System for Fire Protection

NFPA 20 – Stationary Pump for Fire Protection

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

Sistema di Ormeaggio e Analisi di Manovrabilità

OCIMF, “Mooring Equipment Guidelines (MEG3)”

PIANC, Harbour Approach Channels Design Guidelines

SIGTTO, Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties

Opere Civili

Ministero delle Infrastrutture, “Decreto ministeriale (infrastrutture) 14 gennaio 2008 Approvazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni”, G.U. n. 29 del 4 febbraio 2008;

Ministero delle Infrastrutture, Circolare 2 febbraio 2009, n. 617 , “Istruzioni per l'applicazione delle Nuove

norme tecniche per le costruzioni' di cui al decreto ministeriale 14 gennaio 2008", GU n. 47 del 26-2-2009 - Suppl. Ordinario n.27;

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

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

British Standard BS 6349(1988) Maritime structures, part 2: design of quay walls, jetties and dolphins, London: BSI

British Standard BS 6349(1988) Maritime structures, part 4 (1944): Code of practice for design of fendering and mooring system, London: BSI

British Standard BS 6349(1988) Maritime structures, part 1 (1944): Code of practice for general criteria, London: BSI

Aspetti Navali

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

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

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

3. IL SISTEMA GNL

Nel presente capitolo si illustrano sinteticamente una serie di informazioni conoscitive di carattere generale sul sistema GNL utili per inquadrare il contesto tecnico in cui si colloca il progetto. Esse riguardano in particolare:

- le caratteristiche del gas naturale e del GNL;
- l'industria del GNL;
- la sua consistenza.

3.1. CARATTERISTICHE DEL GAS NATURALE E DEL GNL

Il gas naturale è un gas incolore e inodore, costituito principalmente da metano (in concentrazioni variabili dall'83,2 al 99,3%) e con un minimo contenuto di etano, propano e azoto. Si tratta di un combustibile fossile caratterizzato da un tasso di emissioni molto limitato proprio in relazione alla sua sostanziale purezza.

Il GNL è gas naturale allo stato liquido. Si tratta di un liquido incolore che viene prodotto per liquefazione del gas naturale per sola refrigerazione a -161°C . Il GNL si presenta come un liquido prossimo al punto di ebollizione con una densità circa 600 volte superiore a quella che avrebbe a pressione atmosferica e a temperatura ambiente (circa 0,45 t m⁻³ contro circa 0,75 kg Sm⁻³, il che implica che una tonnellata di GNL corrisponde a circa 1.330 Sm³ di gas naturale).

La necessità di dover manipolare un prodotto liquido a -161°C ed estremamente volatile, impone requisiti speciali in fase di progettazione, realizzazione e gestione di tutti gli apparati tecnici (dalla nave, al terminale di scarico, ai serbatoi di stoccaggio, ecc.). Tali requisiti determinano necessariamente l'adozione di soluzioni tecniche e gestionali caratterizzate da elevati livelli di sicurezza intrinseca già in condizioni di normale esercizio (indipendentemente, quindi, dalle eventuali ulteriori dotazioni di sicurezza da attivarsi in caso di incidente). Basti pensare, ad esempio, alla flessibilità strutturale che devono avere i materiali posti a contatto con il prodotto potenzialmente soggetti a consistenti dilatazioni termiche.

3.2. L'INDUSTRIA DEL GNL

L'industria del GNL utilizza il gas naturale sia come materia prima che come prodotto: il passaggio intermedio del processo è proprio la liquefazione a GNL.

Gli elementi fondamentali dell'industria del GNL sono:

- i terminali di esportazione;
- le navi metaniere;
- i terminali di importazione.

Una tipologia particolare di impianti è destinata al livellamento dei picchi (*peak shaving facilities*).

3.2.1. I TERMINALI DI ESPORTAZIONE

I terminali di esportazione si trovano per loro natura sulle coste e sono destinati a liquefare il gas naturale che viene successivamente caricato sulle navi metaniere.

Accanto alle operazioni di liquefazione possono avvenire altre operazioni quali:

- estrazione gas acidi, acqua, idrocarburi pesanti e mercurio dal gas naturale;
- estrazione etano, propano, butano, idrocarburi pesanti e azoto in fase di liquefazione;
- stoccaggio GNL e GPL.

3.2.2. LE NAVI METANIERE

Il trasporto del GNL via mare avviene in apposite navi metaniere, aventi solitamente una capacità di carico nell'intervallo 40.000-140.000 m³ di GNL, pari a 18.000-63.000 t. Si tratta di imbarcazioni a doppio scafo, probabilmente tra i più sofisticati mercantili attualmente in esercizio (aventi un costo anche doppio rispetto a quello di petroliere di analoga dimensione). I serbatoi di stoccaggio del GNL sono vincolati allo scafo interno al quale viene demandata la funzione di resistenza strutturale secondaria agli urti. Allo scafo esterno, invece, viene demandata la funzione di resistenza strutturale principale agli urti.

Le modalità costruttive e la lunga esperienza acquisita anche in situazioni incidentali reali hanno dimostrato che i serbatoi di stoccaggio sono sufficientemente affidabili per scongiurare il rischio di incendi o di rottura degli stessi a seguito di eventi che possano determinarsi all'interno della nave quali incendi o addirittura esplosioni aventi cause comuni (cioè indipendenti dalla merce trasportata). I serbatoi infatti sono stagni, ignifughi e peraltro inertizzati, cioè circondati da atmosfere prive di ossigeno.

Nella tabella di seguito si riportano le caratteristiche principali di alcune tipologie di navi metaniere, mentre nelle successive due figure sono rappresentati due esempi di nave metaniera con serbatoi prismatici a membrana e sferici.

Tabella 1 - Caratteristiche principali di alcune tipologie di navi metaniere

Caratteristica	UM	Tipo di nave			
		Nave minima	Nave intermedia	Nave massima	
		Serbatoi prismatici	Serbatoi prismatici	Serbatoi sferici	Serbatoi prismatici
<i>Deadweight</i>	[DWT]	22.000	51.000	75.000	75.000
Capacità di carico	[m ³]	40.000	75.000	140.000	140.000
Lunghezza totale	[m]	200	250	300	295
Lunghezza tra le perpendicolari	[m]	185	235	282	280
Larghezza	[m]	29.2	35	46	46
Altezza di costruzione	[m]	18	21	29	29
Pescaggio a pieno carico	[m]	8,7	9,5	11,3	11,3
Pescaggio in zavorra	[m]	4,7	5,0	8,3	8,3
Dislocamento a pieno carico	[t]	40.000	74.000	95.000	95.000
Area longitudinale esposta al vento (nave a pieno carico)	[m ²]	2.500	2.800	6.700	4.600
Area longitudinale esposta al vento (nave in zavorra)	[m ²]	3.300	3.900	7.200	5.100
Area trasversale esposta al vento (nave a pieno carico)	[m ²]	380	820	1.350	1.250
Area trasversale esposta al vento (nave in zavorra)	[m ²]	500	1.000	1.450	1.350
Distanza tra la prua e il <i>manifold</i>	[m]	90-95	120-130	120-140	128-151
Distanza tra la flangia <i>manifold</i> e la murata nave	[m]	2,0-6,0	2,0-6,0	2,8-4,0	1,6-4,0
Altezza <i>manifold</i> sopra il livello del mare a nave carica	[m]	14-16	13-17	19-21	19-24
N° di serbatoi	[-]	6	4	5	5
N° di pompe di scarico	[-]	12 (2 per serbatoio)	8 (2 per serbatoio)	10 (2 per serbatoio)	10 (2 per serbatoio)
Tipo pompe		sommerse	sommerse	sommerse	sommerse
Portata massima di scarico nave	[m ³ /h]	4.000	6.400-9.600	10.000-13.000	10.000-13.000
Prevalenza pompe	[m]	120-150	105-150	105-160	105-160
N° e Ø flange di connessione liquido (L) e gas (G)		4 (L) 14" 2 (G) 10"	2 (L) 16" 1 (G) 14"	4 (L) 16" 1 (G) 16"	4 (L) 16" 1 (G) 16"

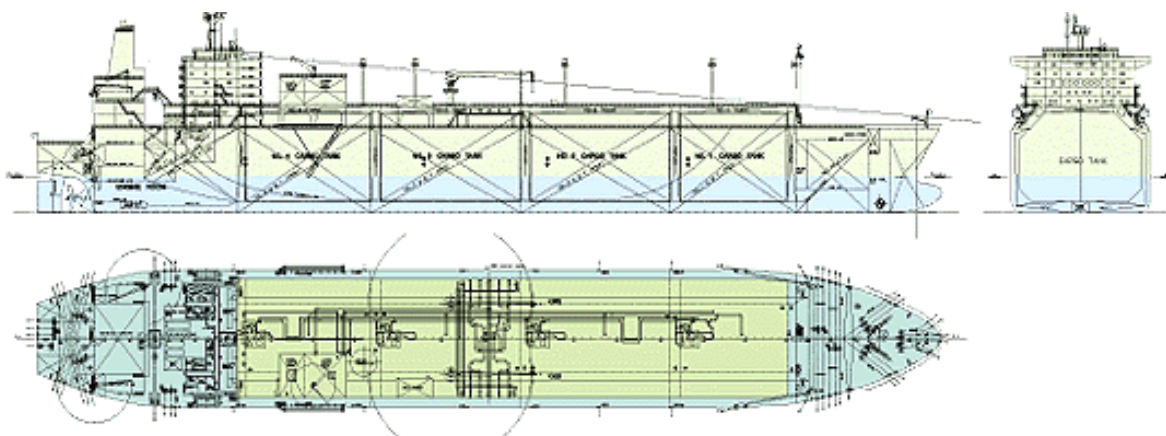


Figura 1 - Esempio di nave metaniera con serbatoi prismatici a membrana (tecnologia Gaztransport-Technigaz)

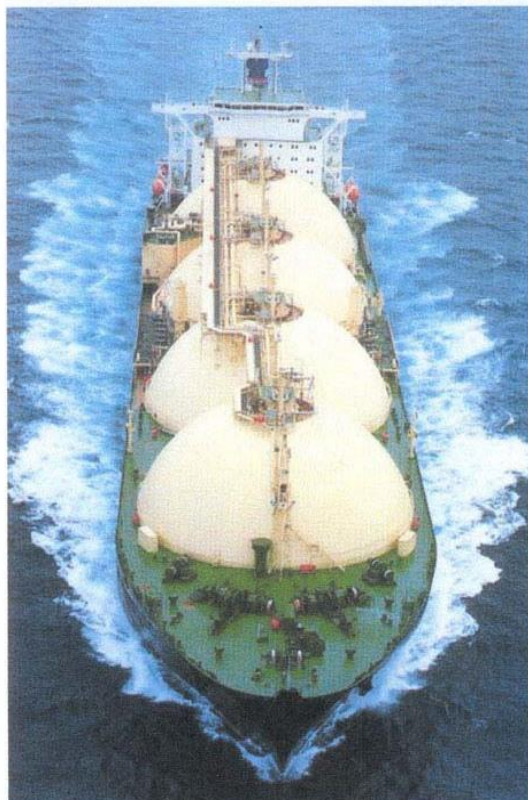


Figura 2 - Esempio di nave metaniera con serbatoi sferici (tecnologia Moss-Rosenberg)

3.2.3. I TERMINALI DI IMPORTAZIONE

I terminali di importazione (o ricezione), quale quello in progetto, sono progettati per ricevere il GNL dalle navi metaniere, scaricarlo, stoccarlo temporaneamente, trasformarlo in fase gassosa e quindi immetterlo nelle reti di trasporto o di distribuzione.

Le funzioni essenziali di un terminale di ricezione sono dunque le seguenti:

- scarico e stoccaggio temporaneo GNL;
- recupero e pressurizzazione GNL;
- rigassificazione GNL;
- regolazione della qualità del gas.

3.2.4. GLI IMPIANTI DI LIVELLAMENTO DEI PICCHI

Gli impianti di livellamento dei picchi effettuano la liquefazione del gas naturale proveniente dalla rete di distribuzione, lo stoccaggio del GNL in serbatoi di stoccaggio e la successiva rigassificazione.

Il loro scopo pertanto è quello di modulare la distribuzione di gas naturale in rete secondo la domanda potendo stoccare grandi quantitativi di gas in eccesso sotto forma di GNL (cioè con una richiesta di volume 600 volte inferiore).

3.3. CONSISTENZA DELL'INDUSTRIA DEL GNL

Il mercato internazionale del **gas naturale** continua a far segnare **tassi di crescita significativi** con una domanda in aumento di 119 miliardi di metri cubi (mld mc) nel **2017**, una crescita superiore del 67% rispetto alla media del periodo 2000-2016 (circa 71 mld mc). Grazie ad approvvigionamenti relativamente abbondanti e a basso costo, l'incremento dei consumi di gas naturale (3%) è risultato nel complesso superiore a quello della domanda energetica mondiale (2,1%) e quasi doppio rispetto a quello della domanda di petrolio (1,6%). La crescita dell'offerta sui mercati internazionali ha visto anche **l'espansione del commercio di gas naturale liquefatto (GNL)** via navi metaniere, che da ormai due decenni è in continuo aumento arrivando a rappresentare circa un terzo del commercio internazionale di gas. Nel 2017, il mercato globale del GNL ha quindi raggiunto 293 milioni di tonnellate (mln ton), segnando un aumento record di circa l'11% rispetto all'anno precedente e triplicando rispetto ai livelli del 2000.

Nello stesso anno le **importazioni di GNL sono cresciute** di 29 mln ton, il 30% in più rispetto alle previsioni, dopo che la **Cina**, come in molti altri settori energetici, ha superato la **Corea del Sud** divenendo il secondo importatore di GNL al mondo dopo il **Giappone**. A livello regionale, **Asia** (+17 mln ton) **ed Europa** (+ 10 mln ton) si confermano i principali mercati del GNL con una dinamica delle importazioni crescente, che per l'Europa è stata doppia rispetto alle previsioni 2017. Dal lato dell'offerta tra il 2000 e il 2017, il numero dei paesi produttori è passato da 12 a 19, mentre nello stesso periodo il numero dei paesi importatori si è quasi quadruplicato. **Australia, Stati Uniti ed Africa hanno guidato l'aumento delle esportazioni mondiali di GNL** degli ultimi anni e il trend positivo delle decisioni finali di investimento prese in queste aree ha portato al completamento di nuova capacità produttiva di GNL tra il 2017 e il 2020 per un totale di 120 mln ton/anno. Inoltre, in base agli scenari elaborati dalle principali organizzazioni internazionali, nei prossimi anni si prevede che **l'offerta di GNL crescerà ad un tasso superiore a quello dell'offerta di gas naturale**. Mentre infatti per il gas naturale è previsto un tasso medio di crescita del 2% all'anno nel prossimo quindicennio (circa il doppio del tasso di crescita della domanda totale di energia), **la domanda di GNL è destinata ad aumentare in media del 4% all'anno**.

4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

4.1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto prevede la realizzazione di un Deposito costiero di rigassificazione di GNL progettato per uno stoccaggio pari a 20.000 m³ di gas naturale liquefatto e degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a consentire:

- l'attracco di navi metaniere e bettoline aventi caratteristiche analoghe a quelle di capacità compresa fra 1.000 e 20.000 m³ considerate come riferimento nella progettazione;
- il trasferimento del prodotto liquido (GNL) dalle stesse ai serbatoi di stoccaggio in pressione, attraverso bracci di carico;
- lo stoccaggio del GNL, mediante diciotto (18) serbatoi cilindrici in pressione orizzontali del tipo a "contenimento totale" di capacità utile di circa 1,226 m³ ciascuno e successivamente inviato alle baie di carico e al Terminale Off-Shore di trasferimento mediante pompe criogeniche dedicate.

All'atto della fase di scarico delle metaniere e del carico delle autocisterne e bettoline il GNL trasferito verrà contabilizzato attraverso una misura fiscale.

Il Deposito sarà approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia; in considerazione del continuo sviluppo del mercato delle navi di trasporto GNL di piccole dimensioni, ai fini della progettazione si è fatto riferimento a navi attualmente operanti sul mercato, di capacità pari a 7.500, 15.600 e 20.000 m³, le cui caratteristiche dimensionali sono considerate rappresentative delle navi che potranno approvvigionare il Deposito costiero e sono state utilizzate quale riferimento per lo sviluppo dell'ingegneria (con particolare riferimento al dimensionamento delle opere a mare).

L'infrastruttura è pertanto concettualmente suddivisa nelle seguenti aree funzionali principali:

- Area di attracco e trasferimento del GNL: comprenderà le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessarie per il corretto trasferimento e la misurazione del GNL e del BOG (boil off gas) durante lo scarico delle metaniere ed il carico delle bettoline;
- Area di stoccaggio del GNL: comprenderà i serbatoi e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione. Inoltre comprenderà la sala controllo per la supervisione e la gestione dell'impianto;
- Area di rigassificazione del GNL;
- Area di misura ed invio del gas naturale ottenuto dalla rigassificazione del GNL alla rete di trasporto e distribuzione metano Snam Rete Gas;

- Area di carico autocisterne: comprenderà le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- Area di gestione del BOG: comprenderà i motori a combustione interna alimentati a Bog per la generazione dell'energia elettrica a sola copertura degli autoconsumi d'impianto e la torcia di emergenza.

L'impianto sarà supervisionato da un'apposita sala controllo all'interno dell'area di stoccaggio del GNL, la quale conterrà i principali sistemi di supervisione e controllo. È inoltre prevista una stazione di controllo in prossimità del Terminale Off-Shore (piattaforma operativa), per il controllo visivo delle operazioni di trasferimento del GNL.

Il Terminale sarà dotato dei dispositivi per lo scarico GNL dalle navi metaniere tramite bracci di carico metallici, in particolare un braccio di carico per il GNL ed un braccio di carico per il ritorno del BOG, dimensionati corrispondentemente alla massima taglia delle metaniere. Presso il Terminale sarà ubicata una centralina dedicata all'esecuzione delle operazioni di trasferimento del GNL, che conterrà il quadro comandi dei bracci di carico, oltre alla centralina oleodinamica. Il Terminale sarà dotato di un braccio di carico snodabile in grado di eseguire operazioni di carico e scarico del GNL ed in aggiunta verrà dotato di un braccio per la gestione dei gas di Boil Off.

A partire dall'area del Terminale e dalle baie di carico autocisterne si svilupperà il percorso delle linee di trasferimento GNL e ritorno BOG sino a raggiungere l'area dei serbatoi di stoccaggio a terra (Deposito).

Per la linea di trasferimento dalla costa ionica al Terminale Off-Shore sarà realizzato una trincea per il passaggio delle tubazioni criogeniche posate con la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC) che si svilupperà in linea retta fino al Terminale in modo da minimizzare il percorso e i conseguenti costi associati.

E' prevista la richiesta dell'allaccio alla rete elettrica nazionale in Media Tensione, a copertura delle utenze necessarie fino a massimo 1.400kW, saranno inoltre previsti nr.4 motori a BOG e nr. 2 generatori diesel di emergenza.

Il rifornimento di acqua industriale e potabile avverrà mediante emungimento da rete consortile e le riserve saranno garantite dall'accumulo in area di impianto.

Le acque di prima pioggia saranno convogliate alle unità di trattamento e successivamente convogliate nella rete di smaltimento consortile.

Nell'area di impianto a terra saranno ubicati gli edifici necessari alla gestione, al controllo e alla manutenzione dell'attività del Deposito.

L'impianto sarà dotato di sistemi di sicurezza, di sorveglianza con telecamere a circuito chiuso e di un'adeguata recinzione antintrusione.



QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

ai sensi dell'art.22 D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii redatto in conformità all'All. VII del D.Lgs n.4 del 16 gennaio 2008

L'impianto sarà ubicato all'interno dell'area CORAP della Provincia di Crotone nel comune di Crotone.

Le coordinate del baricentro dell'area dell'impianto sono:

- Latitudine 39° 06' 25,09" N
- Longitudine 17° 04' 54,50" E

La capacità di movimentazione del Deposito è pari a 1.440.000 mc di GNL/anno.

Di seguito si riportano i seguenti elaborati:

- P_03_PL_05_STO_R01 Planimetria generale Deposito di stoccaggio;
- P_03_PL_06_TOS_R01 Planimetria generale Terminale di ricezione GNL Off-Shore.

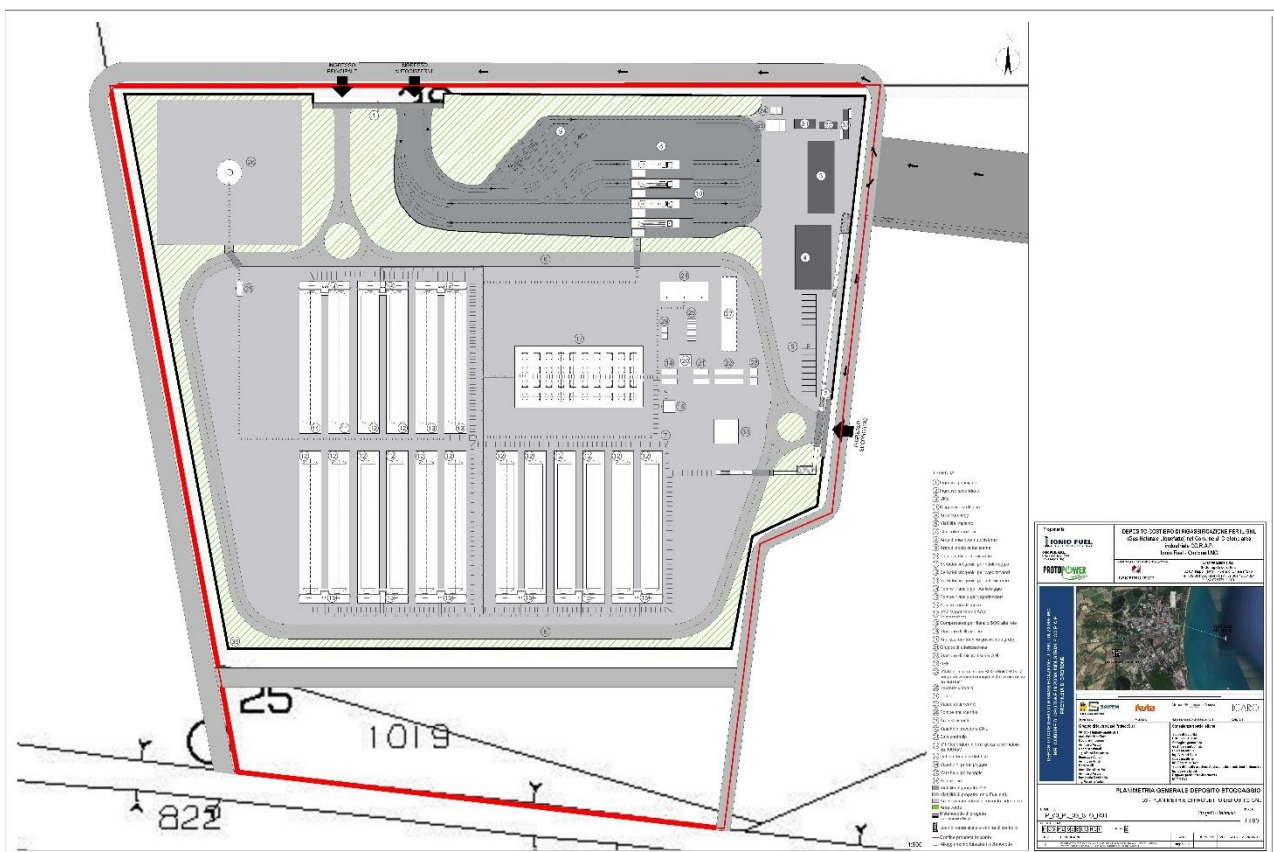


Figura 3 – P_03_PL_05_STO_R01 Planimetria generale Deposito di stoccaggio

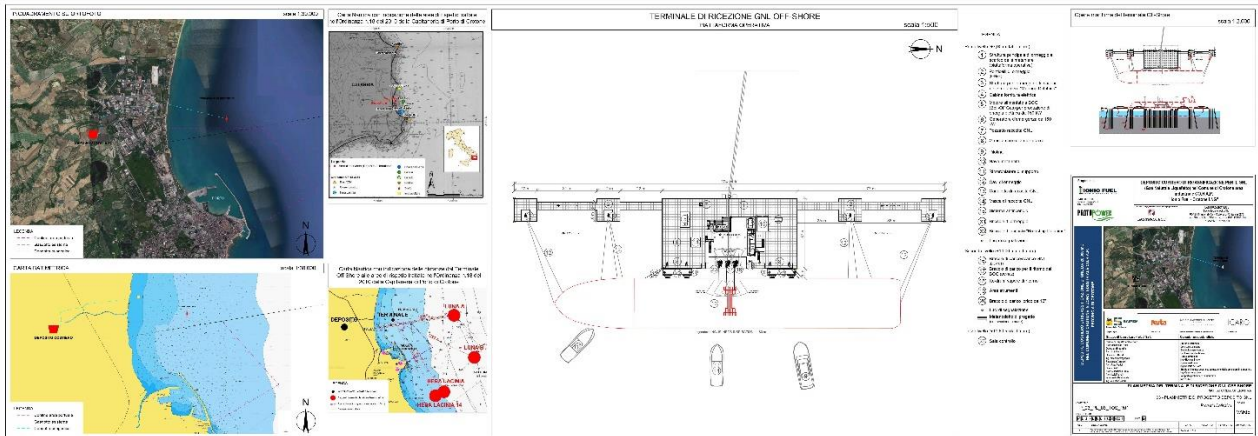


Figura 4 – P_03_PL_06_TOS_R01 Terminale di ricezione GNL Off-Shore, strutture dei ormeggio e scarico delle metaniere

4.1.1. BRACCI DI CARICO GNL E BOG

Il Terminale Off-Shore sarà dotato di braccio di carico e scarico del GNL. Lo scarico avrà ovviamente la funzione di portare il GNL al Deposito. Le funzioni di carico invece saranno base per la creazione di un punto di bunkeraggio navale per il GNL. Il Terminale sarà quindi dotato di una sala controllo per il comando delle operazioni di carico e scarico.

4.1.2. LINEE DI TRASFERIMENTO DEL GNL

Il GNL verrà trasportato dal Terminale Off-Shore al Deposito tramite tubazioni criogeniche (VIP). Si avranno due condotte criogeniche una terrestre e l'altra marina. Le tubazioni criogeniche della condotta terrestre verranno alloggiare in una trincea interrata con copertura carrabile (circa 4,77 km). All'interno della trincea verranno installate le tubazioni per il GNL per il carico dei serbatoi, quelle per il BOG e quelle per il bunkeraggio, inoltre sarà presente la tubazione per la linea di spurgo direttamente connessa alla torcia. Verranno predisposti dei corrugati per il passaggio delle linee elettriche e cavi di segnale per la trasmissione dei dati di processo.

4.1.3. SERBATOI DI STOCCAGGIO GNL

I serbatoi saranno del tipo “full containment”, come indicato al cap.6.3 della norma UNI EN 1473, quindi composti da due gusci in acciaio criogenico.

Le categorie di serbatoi contemplate dalla norma UNI EN 1473 (Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - **Progettazione delle installazioni di terra**) sono le seguenti:



- serbatoio cilindrico metallico a contenimento singolo,
- serbatoio cilindrico a doppio contenimento, contenitore primario metallico e contenitore secondario metallico o di calcestruzzo,
- serbatoio cilindrico a contenimento totale, contenitore primario metallico e contenitore secondario metallico o di calcestruzzo.
- serbatoio cilindrico di calcestruzzo criogenico, contenitore primario di calcestruzzo e contenitore secondario di calcestruzzo precompresso,
- serbatoio sferico.

La tipologia a contenimento totale considerata nel Deposito di Crotone, offre le migliori garanzie di sicurezza, in quanto tale tipo di serbatoio è progettato e costruito in modo che sia il contenitore primario autoportante che il contenitore secondario siano in grado di contenere in modo indipendente il liquido refrigerato immagazzinato. La norma richiede che il contenitore secondario sia in grado non solo di contenere il liquido ma anche di controllare lo sfiato del vapore prodotto da una perdita conseguente ad una rottura del contenimento primario.

In accordo a quanto richiesto dalla norma, l'immissione del prodotto in fase liquida avviene nella parte alta del serbatoio ad altezze diverse in funzione della diversa densità e non sono presenti penetrazioni delle pareti e della base del serbatoio. Questo implica l'utilizzo di pompe sommerse per il prelievo del prodotto in fase liquida. Sono inoltre presenti dispositivi per la protezione dalle sovrappressioni sia del serbatoio interno che di quello esterno, i cui sfiati sono convogliati in torcia.

È anche evidenziato l'isolamento criogenico, che può essere ottenuto mediante la realizzazione del vuoto nell'interspazio tra i due serbatoi o mediante l'utilizzo di perlite espansa criogenica interposta in detto spazio. La perlite espansa può essere a granulometria fine, media o grossa, con dimensioni variabili tra 0.1 mm e 1 mm per la granulometria fine, fino a dimensioni tra 2 mm e 5 mm per granulometria grossolana.

I serbatoi come da progetto saranno 18, disposti in 3 gruppi da 6, posizionati con l'asse maggiore parallelo, ad una distanza tra un serbatoio e l'altro di 6 m. Il volume complessivo dei 18 serbatoi è pari a 22.068 mc. Il singolo serbatoio avrà un volume pari a 1.226 mc. I serbatoi saranno dotati di valvole di intercettazione e collegati a due a due al sistema di pompaggio per il rilancio del GNL verso: vaporizzatori, baie di carico e bracci di carico nel Terminale.

Considerata l'entità di stoccaggio pari a 20.000 mc, corrispondenti a 9660 tonnellate (considerando una massa volumica pari a 483 kg/m³), lo stabilimento ricade nel campo di applicazione del D. Lgs. n. 105 del 29 luglio 2015 (Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose), in quanto supera il limite di soglia di 200 tonnellate, quale stabilimento di soglia superiore.

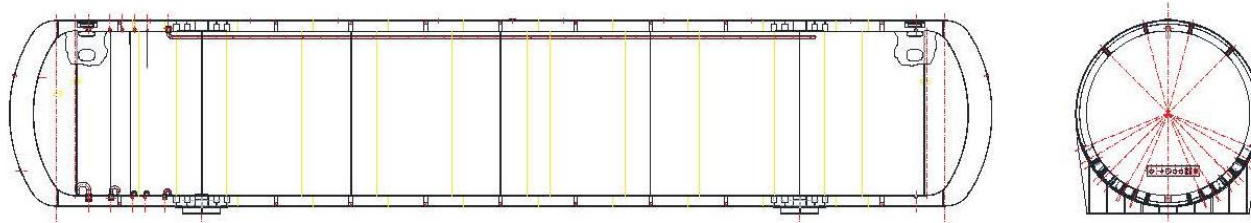
È pertanto soggetto alla procedura di cui all'art. 16 del D. Lgs. 105/2015, cioè all'ottenimento del nulla osta di fattibilità prima dell'inizio della costruzione, previa presentazione di un rapporto preliminare di sicurezza, e del parere tecnico conclusivo sul rapporto definitivo di sicurezza, prima dell'inizio dell'attività al Comitato Tecnico Regionale Calabria.

Nella progettazione dell'impianto de quo, si è tenuto conto di alcune norme di buona tecnica che hanno costituito un valido strumento per la progettazione fornendo criteri di sicurezza efficaci a riguardo si è fatto riferimento a quanto previsto sia dalla norma UNI EN 1473 (Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progettazione delle installazioni di terra) che dalla norma UNI-EN 13458 (Recipienti criogenici - Recipienti fissi isolati sottovuoto).

Logistica e trasporto

Di seguito i dati per il trasporto dei n°18 Serbatoi Criogenici:

DIMENSIONI & PESI: N°1 SERBATOIO CRIOGENICO	
Peso di trasporto [tonnellate]	370
Ingombro esterno totale L/D [m]	39,5 / 7,4 (7,7 altezza)



Ionio Fuel prevede di ricevere i serbatoi al porto di Crotona tramite 5 trasporti marittimi utilizzando bettoline di classe 300 piedi, le quali possono trasportare fino a 4 serbatoi per singolo viaggio.

4.1.4. VAPORIZZATORI PER LA RIGASSIFICAZIONE DEL GNL

Il Deposito avrà una capacità di rigassificazione di 100.000 mc/h. Ottenuta da una massimo di 20 vaporizzatori in funzione (lavorano alternati 20 a 20). I vaporizzatori aria ambiente AAV (Ambient Air Vaporizer) avranno una capacità di circa 5.000 mc/h ciascuno. Nell'ipotesi di 4 operazioni di scarico di GNL al mese da parte della Coral Methane (15.000 mc) la potenzialità di rigassificazione è pari a 432 milioni di metri cubi all'anno. Incrementando gli approdi a 8 al mese si raggiunge invece una capacità di 864 milioni di metri cubi all'anno. I vaporizzatori saranno dei parallelepipedi con pianta rettangolare, con un telaio in alluminio, nel quale sono

attestati i tubi di acciaio, disposti a serpentina, che trasportano il GNL in pressione. Il calore dell'aria a temperatura ambiente verrà così ceduto al GNL per facilitarne l'ebollizione e raggiungere lo stato gassoso Rif. P_08_PC_02_VAP_R00.

4.1.5. BAIE DI CARICO AUTOCISTERNE

Al fine di raggiungere altre zone della Calabria che non saranno allacciate alla rete di trasporto regionale o a quella dell'area vasta di Crotona, verrà predisposta una zona denominata "Baie di Carico" all'interno del Deposito (a terra) in cui le autocisterne criogeniche potranno effettuare il rifornimento. Vi saranno quattro serbatoi dedicati a tale servizio e quattro pompe a funzionamento alternato.

4.1.6. SISTEMI PER L'IMMISSIONE DEL GAS METANO NELLA RETE DI TRASPORTO

Il Gas naturale prima di essere immesso nella rete di trasporto dovrà attraversare lo "Skid" di filtrazione. Dopo la filtrazione verrà prelevato un campione per l'analisi che verrà effettuata nella "Cabina Cromatografi". Successivamente verrà odorizzato ed immesso in rete. L'odorizzazione non verrà fatta nel caso di immissione nel metanodotto regionale. Difatti, in tali casi, tale operazione viene normalmente fatta nelle cabine "Remi" a cura della società di trasporto. Dopo l'odorizzazione si passa alla fase di misura fiscale, per la contabilizzazione dei volumi di metano immessa in rete. Infine si sono previsti dei gruppi di riduzione finale (GRF), per ottimizzare la pressione del gas prima della immissione nel metanodotto. Si ricorda che la pressione del metanodotto potrà variare sensibilmente da 40 a 70 bar in funzione delle scelte della società di trasporto legate alle portate di punta stagionali.

4.1.7. SISTEMA DI GESTIONE BOG

Il BOG è il gas che viene prodotto dal riscaldamento del GNL nelle fasi di travaso e di trasporto, nonché naturalmente all'interno delle tubazioni. Nei serbatoi di stoccaggio, il BOG aumenta la pressione interna, e quindi deve essere gestito nel modo corretto. Il BOG in prima analisi sarà compresso e immesso in rete, oppure usato come combustibile per i motori alimentati a combustione interna, per produrre l'energia elettrica necessaria per il funzionamento nel Deposito e nel Terminale. Il Deposito è progettato per riutilizzare interamente il BOG prodotto, con l'obiettivo di non convogliare mai il BOG fino alla torcia, che entrerà in funzione solo in casi di emergenza.

4.2. DESCRIZIONE DEL FUNZIONAMENTO

L'area scelta per l'installazione del nuovo Deposito costiero ricade all'interno della zona destinata alle attività industriali, in zona CORAP della Provincia di Crotona. La superficie utile per il Deposito è pari a circa 6,7 ha.



Dopo l'attracco della metaniera verranno avviate le procedure di scarico del GNL mediante i bracci di carico (GNL e BOG). Il GNL verrà immesso a 5 bar di pressione, nelle condotte criogeniche di trasporto, dalle pompe interne della nave e sarà stoccato all'interno di 18 serbatoi nel Deposito a terra.

Successivamente verrà inviato ai vaporizzatori (40 in totale) tramite pompe di rilancio, a seconda delle richieste della rete. Dopo la vaporizzazione potrà essere immesso nelle reti passando per la stazione di misura fiscale e odorizzazione.

Contemporaneamente alla vaporizzazione sarà possibile inviare GNL alle baie di carico per il rifornimento delle autocisterne nel Deposito a terra e al Terminale Off-Shore per il rifornimento delle navi (bunkeraggio). Infatti 4 dei 18 serbatoi saranno dedicati al rifornimento delle baie di carico e 2 al bunkeraggio navale. Per evitare lo scarico in atmosfera i gas prodotti per evaporazione (BOG), saranno inviati al sistema di gestione BOG che provvederà a immetterli nella rete di trasporto.

Qualora l'immissione in rete non sia sufficiente a smaltire il BOG, questo verrà convogliato in un sistema costituito da 3 Motori a Combustione Interna (3x50%) dedicati alla produzione di energia elettrica per gli autoconsumi del Deposito ed 1 Motore a Combustione Interna dedicato alla produzione di energia elettrica per il Terminale Off-Shore. E' prevista infine una torcia connessa ad un separatore per la raccolta della fase liquida del BOG che verrà azionata solamente in casi d'emergenza.

Oltre ai motori per la produzione di energia, il servizio di emergenza sarà assicurato da un gruppo elettrogeno alimentato a gasolio di potenza pari a 900 kW per il Deposito e da un altro gruppo di potenza pari a 250 kW per il Terminale Off-Shore. Un allaccio alla rete elettrica nazionale in media tensione per tutto l'impianto, è previsto a sola copertura delle utenze essenziali fino a massimo 1.400 kW.

L'adduzione di acqua industriale e potabile avverrà mediante attacco alla rete presente nell'area industriale e le riserve saranno garantite dall'accumulo di serbatoi appositi in impianto. Le acque di prima pioggia saranno convogliate alle unità di trattamento e successivamente riversate nella rete di acque bianche presente Rif. P_03_PL_11_PVR_R00. Nell'area del Deposito saranno costruiti i fabbricati per gli uffici del personale, per ospitare la sala controllo dell'area stoccaggio, per le operazioni di manutenzione e di officina.

Le componenti più semplici verranno verosimilmente installate all'interno di manufatti prefabbricati. L'impianto sarà dotato di sistemi di sicurezza, di sorveglianza con telecamere, e di un'adeguata recinzione antintrusione secondo le normative vigenti.

4.2.1. Dati tecnici di operatività

Il progetto prevede l'arrivo di navi gasiere di piccola taglia (circa da 15.000 metri cubi) che ormeggeranno presso il Terminale Off-Shore, e trasferiranno ai serbatoi di stoccaggio nel Deposito (a terra) del GNL attraverso bracci di carico da 10".



La durata prevista per le operazioni di ormeggio, scarico e disormeggio, è di circa 15 ore complessive, di cui circa 12 ore per il trasferimento del prodotto e il tempo restante per l'esecuzione delle procedure di connessione ai bracci, delle verifiche di sicurezza, della inertizzazione delle linee ed infine di disormeggio.

L'impianto nella sua globalità (Deposito+ Terminale) è progettato per operare secondo quattro principali modalità:

- Operazioni di scarico metaniere;
- Vaporizzazione;
- Gestione del BOG (Rete - MCI -Torcia);
- Operazioni di carico autocisterne;
- Operazioni di bunkeraggio.

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

Il ricircolo, per il mantenimento della temperature nelle linee di trasferimento nave/serbatoi, sarà attivato tipicamente poco prima delle operazioni di scarico/carico.

La stessa procedura verrà applicata anche per le linee di GNL verso le baie di carico autocisterne.

I valori di portata e pressione di progetto sono i seguenti:

Tabella 2 - Valori principali di portata e pressione

Direzione del flusso	Portata mc/h	Pressione BAR
GN (metano) in uscita dal Vaporizzatore	5.000	5-70
GNL da Terminale ai serbatoi	1.000	5
GNL da serbatoi per bunkeraggio nave	250	5
GNL per baie di carico autocisterne	60	8
BOG a sistema Torcia	37281 Kg/h	8

Nel dettaglio all'inizio e alla fine delle operazioni di carico e scarico delle navi e di carico delle autocisterne avremo:

Tabella 3 - Valori di portata e pressione durante le operazioni di carico e scarico

		Carico Autocisterne Criogeniche	Bunkeraggio	Scarico/Carico LLNG Carrier	
				Inizio	Fine
Pressione serbatoi metaniera	barg	-	-	3	3
Temperatura GNL serbatoi metaniera	°C	-	-	-145	145,9

Temperatura del vapore serbatoi metaniera	°C	-	-	-145,8	-145,8
Pressione operativa serbatoi bettolina	barg	-	3	-	-
Temperatura del vapore serbatoi bettolina	°C	-	(equilibrio)	(equilibrio)	(equilibrio)
Pressione operativa serbatoi a terra	barg	0/6	2,5	3,25	3,5
Temperatura del vapore serbatoi a terra	°C	(equilibrio)	(equilibrio)	(equilibrio)	(equilibrio)
Pressione operativa serbatoi autocisterne	barg	6/4	-	-	-
Temperatura del vapore serbatoi autocisterne	°C	(equilibrio)	-	-	-

4.2.2. Consumi ausiliari

L'esercizio delle opere a progetto comporterà un consumo di risorse limitato ad un numero ristretto di variabili:

- consumo di energia elettrica;
- utilizzo di materie prime e prodotti chimici.

I consumi previsti in fase di esercizio dell'impianto nella sua globalità sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 4 – Stima dei consumi in fase di esercizio dell'Impianto nella sua globalità

MATERIA/ENERGIA	FREQUENZA	CONSUMO
POTENZA ELETTRICA	CONTINUO	1.400 kW
ENERGIA ELETTRICA	CONTINUO	6.500 MWh
BOG PER ALIMENTAZIONE MCI	CONTINUO	400 Nm ³ /h
AZOTO PER BRACCI DI CARICO	DISCONTINUO	28 Nm ³ /h
AZOTO PER SERBATOIO	CONTINUO	25 Nm ³ /h
AZOTO PER INERTIZZAZIONE LINEE POMPE	CONTINUO	27 Nm ³ /h
AZOTO LINEE COMPRESSORI BOG	CONTINUO	15 Nm ³ /h
AZOTO MANICHETTE DI CARICO	DISCONTINUO	16 Nm ³ /h
AZOTO PER FLUSSAGGIO TORCIA	CONTINUO	21 Nm ³ /h
AZOTO PER INERTIZZAZIONE LINEE	DISCONTINUO	102 Nm ³ /h
ARIA COMPRESSA	CONTINUO	200 Nm ³ /h

ACQUA INDUSTRIALE	CONTINUO	3 m ³ /h
ACQUA POTABILE	CONTINUO	100 l/giorno per addetto
DIESEL PER GRUPPO ELETTROGENO DI EMERGENZA	DISCONTINUO / EMERGENZA	0.26 m ³ /h
MOTOPOMPA DIESEL ANTINCENDIO	DISCONTINUO / EMERGENZA	0.032 m ³ /h

4.3. CONSIDERAZIONI SUL SITO D'IMPIANTO

Per l'individuazione del sito idoneo alla installazione del nuovo Deposito costiero di GNL della potenzialità prevista, sono state esaminate varie alternative sull'intero territorio.

Per la determinazione dell'area d'impianto si è innanzitutto preferito restringere la ricerca all'area meridionale della penisola, sia perché le aree del nord che corrispondono ai suddetti requisiti sono maggiormente congestionate, sia per la presenza, nelle poche aree disponibili, di analoghe iniziative o di altre ipotesi di utilizzazione, non compatibili con la presente. La scelta è stata effettuata sulla base di considerazioni che hanno tenuto conto sia dell'importanza di collegamento alla rete nazionale di trasporto del gas naturale, ai fini della fattibilità tecnica dell'impianto, ma anche delle caratteristiche del sito soprattutto da un punto di vista ambientale e naturale.

La ricerca pertanto si è focalizzata in particolare in Calabria, che con i suoi 780 km di coste, la presenza di numerosi porti e la sua posizione strategica, sembrava prestarsi alla realizzazione dell'opera. Grande attenzione è stata posta quindi nell'individuazione dell'ambito di intervento, evitando le aree "sensibili" da un punto di vista naturalistico e vincolistico. In particolar modo gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli, come specificato nel "*Quadro di riferimento programmatico*" hanno determinato che tra le alternative prese in esame, la scelta del contesto idoneo per la realizzazione dell'opera fosse quella del Comune di Crotona in area industriale per la sua posizione baricentrica rispetto alle principali rotte del Mediterraneo. Scelta motivata anche da:

- la presenza di un'importante infrastruttura già realizzata quale il porto di Crotona;
- la prossimità ad una linea della Rete Nazionale dei Gasdotti con grande capacità di trasporto, che consente di rendere disponibile ovunque il gas naturale importato, senza necessità di costruire nuovi gasdotti;
- l'opportunità di incrementare l'occupazione industriale nella zona, tramite il contributo che la costruzione e l'esercizio dell'infrastruttura potranno dare in modo diretto ed indiretto;
- la convenienza per le industrie presenti nell'agglomerato industriale, per quelle di futuro insediamento e per i Comuni del comprensorio di stipulare contratti di fornitura del gas a costi inferiori agli attuali.

4.4. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Le lavorazioni sono previste in parallelo con l'utilizzo simultaneo di più squadre capaci di procedere nello stesso arco temporale.

La realizzazione del Deposito a terra potrebbe anche essere prevista in due fasi distinte. In una prima fase verrebbe realizzato un impianto con una capacità di 6 serbatoi criogenici. In una fase successiva verrebbe realizzato il secondo lotto costituito dagli altri 12 serbatoi.

Tuttavia in una ipotesi realizzativa comprendente un primo lotto si terrebbe conto di tutte le predisposizioni necessarie per la realizzazione delle restanti parti dell'impianto. Segue una breve descrizione delle fasi di realizzazione delle opere.

Di seguito viene riportata la descrizione delle attività previste per la realizzazione degli interventi di progetto.

4.4.1. Realizzazione dell'opera

Le lavorazioni sono previste in parallelo con l'utilizzo simultaneo di più squadre capaci di procedere nello stesso arco temporale.

Nella prima fase verrebbe realizzato un impianto con una capacità di 6 serbatoi criogenici. In una fase successiva verrebbe realizzato il secondo lotto costituito dagli altri 12 serbatoi.

Tuttavia in una ipotesi realizzativa comprendente un primo lotto si terrebbe conto di tutte le predisposizioni necessarie per la realizzazione delle restanti parti dell'impianto. Segue una breve descrizione delle fasi di realizzazione delle opere.

Fase di cantiere

- Fase 1a – Accantieramento.

La fase di accantieramento prevede la preparazione dell'area per l'installazione delle aree operative. Vengono utilizzati essenzialmente mezzi di cantiere per le movimentazioni terre.

- Fase 1b - Rimozione della vegetazione e decespugliamento.

L'area in esame è caratterizzata dalla presenza di vegetazione costituita essenzialmente da erbe e cespugli di basso valore floristico e vegetazionale. Si provvederà pertanto alla rimozione ed asportazione degli stessi a al trasporto presso idonei impianti di recupero.

- Fase 1c - Preparazione del piano di posa (livellamento di quota).

Si procederà quindi al livellamento dei terreni a una quota prestabilita. Si procederà al livellamento delle quote e si realizzeranno le adeguate pendenze nelle aree previste per il convogliamento delle acque di prima pioggia. Nelle lavorazioni si utilizzeranno principalmente mezzi di cantiere per la movimentazione terre. Il materiale proveniente dagli scavi, previa verifica di compatibilità tecnico ambientale, sarà riutilizzato per la realizzazione delle aree soggette a riporto. Il materiale in eccesso o non riutilizzabile sarà conferito in discarica.



- Fase 2 - Realizzazione della viabilità interna, sottoservizi e adeguamento sottoservizi esistenti.

La realizzazione della viabilità interna all'area di impianto verrà eseguita congiuntamente ai sottoservizi principali (approvvigionamento idrico ed elettrico, acque bianche e acque nere). Si dovrà tenere conto dei punti di allaccio esistenti più vicini e della ubicazione del canale di raccolta delle acque posizionato a bordo della viabilità limitrofa all'impianto. Verrà realizzata la messa in opera della rete di drenaggio (pozzetti, caditoie e collettori).

- Fase 3a – Preparazione scavo per posa tubazioni criogeniche.

La tubazione criogenica a terra che dall'area del Deposito sino alla costa ionica si sviluppa per una lunghezza di circa 2,97 km, mentre la tubazione criogenica marina dalla costa al Terminale sarà di 1,8 km per una lunghezza totale di circa 4,77 km. Per il tratto che collega la costa al Terminale si utilizzerà la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC).

È previsto l'alloggiamento delle tubazioni criogeniche principali e delle tubazioni aggiuntive all'interno di una trincea interrata *Rif. P_08_PC_13_TRI_R01 Cunicolo ispezionabile per passaggio tubazioni.*

- Fase 3b - Preparazione dei piani di fondazione delle strutture civili e industriali (edifici, stoccaggi, vaporizzatori, torcia, vasche).

Successivamente alla fase di spianamento si prevedono i movimenti terra necessari alla realizzazione degli scavi di fondazioni dei serbatoi e delle strutture principali dell'impianto. Le fondazioni saranno di tipo superficiale e profondo. Si procederà alla realizzazione degli scavi minori, a sezione obbligata, necessari per la creazione del piano di posa delle opere di fondazione sia degli edifici che delle opere minori. Si procederà alla realizzazione del piano di fondazione degli uffici, dell'officina e alla preparazione del piano di imposta delle fondazioni dell'area delle vasche, dei serbatoi e della torcia. Il materiale proveniente da tali operazioni di scavo, nell'ambito delle attività di costruzione, sarà temporaneamente accantonato all'interno del cantiere e riutilizzato per le successive operazioni di rinterro, in linea con la vigente normativa (D.M. 161/12 e DLgs. 152/06). La frazione in eccesso sarà allontanata dal cantiere e conferita in discarica. Anche in tale fase è prevista la presenza in cantiere di mezzi per i movimenti terra.

- Fase 3c - Trivellazione dei pali di fondazione dei serbatoi.

Le fondazioni profonde sono costituite da pali di fondazione gettati in opera. Saranno necessari per la realizzazione dei serbatoi criogenici e per la torcia. La profondità di trivellazione si attesterà nell'ordine dei 20 m. Si procederà alla realizzazione dei pali di fondazione dei serbatoi mediante trivellazione ed impiego di fanghi bentonitici o polimeri biodegradabili. I pali saranno in conglomerato cementizio armato.

- Fase 4a - Elevazione delle opere edili.

Tale fase sarà dedicata alla realizzazione degli uffici, dei magazzini delle vasche e di tutti gli edifici previsti in progetto. In tale fase, si completeranno gli edifici con la realizzazione del corpo d'opera in elevazione.

- Fase 4b - Realizzazione impianto (serbatoi, vasche, pompe, tubazioni, gruppi).

La fase di realizzazione impiantistica avverrà dopo la realizzazione delle opere fondazionali atte alla posa dei serbatoi, delle tubazioni interne all'impianto e delle varie componenti associate. In questa fase si procederà anche al completamento delle strutture prefabbricate mediante la messa in opera di strutture e il successivo getto di completamento. Si procederà, allo stesso tempo, alla messa in opera della struttura metallica della copertura delle baie di carico, sia delle opere prefabbricate necessarie alla rete di drenaggio dell'area (vasche di prima pioggia).

- Fase 4c - Realizzazione delle tubazioni criogeniche.

Le tubazioni criogeniche verranno alloggiare all'interno del cunicolo precedentemente predisposto nella fase 5. Le tubazioni criogeniche da 12" saranno posate congiuntamente alle altre tubazioni costituite dalla condotta in acciaio per la gestione del BOG da 8", la tubazione necessaria per i dragaggi e gli sfiati da 4", la tubazione criogenica necessaria per il bunkeraggio navale da 6" e i corrugati in PEAD per il passaggio dei cavi elettrici e di segnale.

- Fase 5a - Elevazione torcia

Tale fase sarà dedicata alla realizzazione della struttura esterna alta circa 35 m.

- Fase 5b - Realizzazione opere nel Terminale off-shore (bracci di carico).

La realizzazione dei bracci di carico nel Terminale comprenderà la predisposizione dell'area in funzione delle esigenze dell'impianto. L'area dei bracci di carico dovrà essere resa transennabile e inaccessibile durante le operazioni di esercizio.

- Fase 6 - Rinaturazione e opere di mitigazione ambientale e smobilitazione cantiere.

La fase finale delle lavorazioni comprenderà tutte le opere di rinaturazione previste al fine di mitigare l'impatto visivo causato dalle opere, con l'impianto di specie arboree in prossimità dei confini dell'area del Deposito. Tale fase comprenderà inoltre tutte le procedure atte alla smobilitazione del cantiere e alla risistemazione dello stato dei luoghi. I materiali residui delle lavorazioni e dei movimenti terre e qualsiasi forma di rifiuto dovranno essere conferiti a discarica e/o ad idoneo impianto di trattamento.

4.4.2. Pre-commissioning, commissioning e avviamento

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

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

In tale fase si prevedono le seguenti attività principali:

- controllo delle opere civili:

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

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

- messa in esercizio dei servizi (*utilities*);
- messa in esercizio dei generatori di emergenza;



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

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

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

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

4.4.3. Dismissione dell'opera e ripristino ambientale

Decommissioning e dismissione dell'opera

La fase di *decommissioning* sarà avviata a conclusione della vita utile dell'impianto. La sospensione dell'esercizio dell'impianto comporterà la messa in atto di tutte le procedure necessarie al fine di consentire le successive operazioni di dismissione.

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

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

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

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

- i lavaggi di oli e sostanze combustibili saranno effettuati con vapore o acqua calda;
- i lavaggi di sostanze infiammabili saranno eseguiti unicamente con acqua fredda;



- i lavaggi di prodotti chimici potranno essere eseguiti con acqua fredda eventualmente additivata con tensioattivi o con sostanze neutralizzanti.

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

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

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

Ripristino delle condizioni iniziali del sito

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

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

- riempimento degli scavi;
- rimodellazione del sito.

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

4.5. MONITORAGGIO AMBIENTALE

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

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

- *fase ante operam*: il monitoraggio è volto alla definizione dei parametri di qualità ambientale di background volto alla conoscenza dello stato "zero" dell'ambiente nell'area che verrà occupata dalle

opere a progetto prima della loro realizzazione. La definizione dello stato “zero” consente il successivo confronto con i controlli da effettuarsi in fase di esercizio ed eventualmente a conclusione della vita utile dell'impianto;

- *fase di esercizio*: l'attività di monitoraggio avrà inizio non appena l'impianto entrerà in pieno regime. I dati rilevati in questa fase saranno impiegati per effettuare un confronto con i dati rilevati durante la fase ante-operam al fine di verificare la compatibilità ambientale dell'opera.

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

- qualità dell'aria;
- livelli di rumore;

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

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

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

4.6. INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE DELL'INSERIMENTO DELL'IMPIANTO NELL'AMBIENTE CIRCOSTANTE

Sono stati adottati provvedimenti specifici per contenere al massimo l'impatto ambientale sia nella scelta dei componenti dell'impianto, sia nelle modalità di realizzazione quali:

- il sistema di trattamento degli effluenti liquidi;
- l'adozione di componenti a bassa rumorosità;

Come ulteriori interventi di mitigazione sono stati presi in considerazione:

- il trattamento delle superfici esterne degli edifici e dei componenti dell'impianto per i quali si può ricorrere a colorazioni e pannellature, opportunamente selezionate per un ottimale inserimento nell'ambiente;
- il ripristino di colture autoctone nelle aree libere ad ovest dell'impianto.

4.7. INTERVENTI DI COMPENSAZIONE

Il proponente si impegna a definire un protocollo di intesa con il Comune di Crotona circa le opportune compensazioni e ricadute per il territorio.



4.8. OPERE CONNESSE: GASDOTTO PER LA CONNESSIONE ALLA RETE SNAM

Definizione di gasdotto: mezzo con cui più comunemente viene trasportato il gas naturale dai luoghi di produzione e/o di approvvigionamento a quelli di consumo, sino al cliente finale. Nel caso di gas naturale liquefatto il trasporto dal Paese di produzione (ove è presente un impianto di liquefazione) fino a quello di consumo (ove si trova il terminale di rigassificazione) avviene attraverso una nave metaniera. Al trasporto via gasdotto concorrono, oltre alle tubazioni, le centrali di compressione, disposte lungo il percorso e necessarie al moto del gas, gli impianti di regolazione, misura e correzione della qualità e i centri di dispacciamento e controllo.

Le linee principali di rifornimento provengono dal Mare del Nord (Norvegia e Olanda), dalla Russia e dall'Africa settentrionale (Algeria e Libia). Le linee provenienti dalla Russia si articolano nei gasdotti che attraverso la Polonia servono l'Europa settentrionale e la Germania e nei gasdotti che, attraverso l'Ucraina, raggiungono da una parte la Germania e l'Europa centrale e dall'altra l'Austria, la Slovenia e l'Italia. I gasdotti che attraversano il Mediterraneo (Transmed dall'Algeria attraverso la Tunisia e Greenstream dalla Libia) riforniscono l'Italia, mentre il gasdotto Transmagreb (dall'Algeria attraverso il Marocco) rifornisce la Spagna. Interconnector è il gasdotto che collega la Gran Bretagna con il Belgio, confluenndo nello hub di Zeebrugge.

L'Europa, per sopperire ai consumi crescenti e al calo della produzione interna, ricorre sempre più alle importazioni dall'estero; sono in progetto e in costruzione nuovi g. di importazione anche da Paesi non tradizionalmente fornitori quali l'Azerbaigian e l'Iran. Tra questi gasdotti, i principali in progetto sono il Nabucco che, dai Paesi asiatici e attraverso i Balcani, giunge in Austria; l'IGI, che attraversa Turchia e Grecia per poi arrivare in Italia; il TAP, proveniente dalla zona del Caucaso, con arrivo in Albania e quindi in Italia; il GALSI, dall'Algeria sino alla Sardegna e poi, attraverso il Mar Tirreno, in Toscana. Linee di grandi capacità e alternative alle esistenti, provenienti dall'Est, sono il North Stream, che dalla Russia, attraverso il Mar Baltico, arriva in Germania, e il South Stream, che dall'Europa meridionale porterà gas russo verso quella centrale e l'Italia. Questi gasdotti sono in acciaio, saldati tra loro, hanno diametri variabili tra 80 e 120 cm, pressioni di progetto tra 75 e 200 bar, capacità di trasporto annuali tra gli 8 e i 55 miliardi di metri cubi.

I gasdotti di importazione, insieme a quelli provenienti dai siti di stoccaggio e rigassificazione (gassificazione), e agli interconnector, che uniscono più Paesi, confluiscono generalmente nello hub, dove si svolgono operazioni di smistamento fisico dei flussi di gas, attività di supervisione e governo dell'intero sistema e di trading. Dai punti di ingresso dei gasdotti nei Paesi importatori e dalle produzioni e dagli stoccaggi nazionali si diramano le reti di trasporto dei singoli Paesi e da queste le reti cittadine.

L'opera di connessione alla rete è costituita dal gasdotto di collegamento alla rete nazionale di trasporto del gas naturale. Esso sarà effettuato tramite un raccordo al metanodotto più vicino all'area di intervento, il Crotone – Rossano DN500 (20'') pressione 70 bar, a circa 400 m a est dell'impianto. L'opera sarà completamente interrata e a fine lavori saranno ripristinate le condizioni geomorfologiche delle aree

attraversate. Alla fine dei lavori, lungo tutta la fascia interessata, nei terreni agricoli sarà possibile effettuare le normali pratiche colturali mentre nelle altre aree potrà riprendere la crescita della vegetazione erbacea ed arbustiva tipica della zona.

Si anticipa di seguito la planimetria che individua i gasdotti SNAM presenti nel sito dell'impianto che in una fase più avanzata della progettazione richiederà un sopralluogo congiunto con i tecnici di Snam Rete Gas. In definitiva il tracciato di progetto rappresenterà il risultato di un processo complessivo di ottimizzazione, cui contribuiranno anche le indicazioni degli specialisti coinvolti nelle analisi delle diverse componenti ambientali interessate dall'infrastruttura ciò permetterà una minimizzazione delle interferenze dell'opera con il contesto ambientale individuando contestualmente una soluzione progettuale attenta ai caratteri del territorio.



Figura 5 – Gasdotti SNAM presente nel sito dell'impianto

4.9. APPLICAZIONE DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI (MTD/BAT)

Nel presente paragrafo si riporta il confronto fra le tecniche che saranno implementate nel Deposito Costiero e nel Terminale Off-Shore e le indicazioni di Linee Guida italiane e “Best Available Techniques Reference Documents” europei in materia di migliori tecniche disponibili (MTD/BAT).

Si noti che, non essendo disponibili documenti di riferimento specifici per Terminali di rigassificazione del GNL, il confronto è stato condotto analizzando diversi BREFs/Linee Guida e ricercando le informazioni su BAT/MTD relative a singole sezioni di impianto.

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

- “Reference Document on the Application of Best Available Techniques on Emissions from Storage” (IPPC, 2006), relativamente al sistema di ricevimento e stoccaggio GNL;
- “Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems”, Dicembre 2001 (IPPC, 2001), per quanto riguarda il sistema di vaporizzazione GNL e invio GN alla rete;
- Linee Guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi (Gruppo Tecnico Ristretto, 2007), per il sistema di raccolta e trattamento delle acque reflue.

4.9.1. Sistema di ricevimento e stoccaggio GNL

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

Tabella 5 - Confronto tra il BREF “Emission from Storage” e l'impianto in progetto

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
4.1.3.13	139	Bilanciamento del vapore	Bilanciamento del vapore durante le operazioni di scarico	Per occupare il volume del GNL trasferito dalla nave al serbatoio di stoccaggio e mantenere la corretta pressione del sistema, una parte del vapore presente nei serbatoi di stoccaggio del terminale viene pompato nello stoccaggio della metaniera (vapore di ritorno). Il trasferimento del vapore di ritorno avviene per semplice differenza di pressione, attraverso la linea di ritorno vapore da 6” e attraverso il braccio di ritorno del vapore da 6”
5.1.1.1	259	Principi Generali per Prevenire e Ridurre le Emissioni <i>Controllo e Manutenzione</i>	E' BAT applicare uno strumento per determinare i piani di manutenzione e per sviluppare piani di controllo del rischio	In fase di esercizio dell'impianto saranno predisposti adeguati piani di manutenzione e gestione delle emergenze

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE
ai sensi dell'art.22 D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii redatto in conformità all'All. VII del D.Lgs n.4 del 16 gennaio 2008

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione BREF	Situazione Impianto
4.1.3.1 5.1.1.1	121 259	Principi Generali per Prevenire e Ridurre le Emissioni al Suolo e i rilasci.	Con riferimento ai suoli lo scopo è quello di applicare adeguate misure tecniche ai serbatoi con potenziale rischio di inquinamento dei suoli.	Tutte le aree del Deposito Costiero potenzialmente soggette a rilascio di idrocarburi saranno dotate di sistemi di raccolta e drenaggio. Con riferimento ai serbatoi GNL, il sistema prevedrà: aree pavimentate al di sotto delle valvole dei serbatoi GNL, vasca di raccolta nell'area dei serbatoi GNL.
5.1.1.2	263	Considerazioni specifiche sui serbatoi – Serbatoi criogenici.	Emissioni non significative dai serbatoi criogenici.	La tipologia di serbatoio adottata (contenimento totale) unitamente al sistema di gestione del BOG consente di minimizzare le emissioni atmosferiche.
5.1.1.3	264	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Gestione della sicurezza e del rischio.</i>	E' BAT applicare un sistema di gestione della sicurezza.	In fase di esercizio è previsto un sistema di gestione della sicurezza.
5.1.1.3	264	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Procedure operative e training</i>	E' BAT implementare e seguire adeguate misure organizzative e consentire la formazione del personale.	L'impianto in fase di esercizio sarà fornito di un piano delle procedure operative. Verrà inoltre impiegato personale specializzato ed addestrato.
5.1.1.3	265	Prevenzione di incidenti e Infortuni <i>Procedure operative e strumentazione per prevenire il "troppo pieno"</i>	E' BAT implementare e mantenere procedure operative per prevenire il "troppo pieno".	I serbatoi saranno dotati di sistemi di rilevamento del livello.

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

4.9.2. Rigassificazione GNL e invio GN alla rete

Con riferimento al sistema per la rigassificazione del GNL e l'invio gas naturale alla Rete, nella sottostante tabella si riporta il confronto fra le tecniche utilizzate nel Terminale e il BREF "Industrial Cooling System" (IPPC, 2001).

Tabella 6 - Confronto tra il BREF "Industrial Cooling System" e l'impianto in progetto

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Impianto
4.3.1	125	Riduzione dei consumi energetici	È BAT nella fase di progettazione di un sistema di raffreddamento Applicare apparecchiature ad alta efficienza / a basso consumo energetico.	E' previsto l'impiego di vaporizzatori aria ambiente AAV (Ambient Air Vaporizer). L'aria non viene forzata, pertanto il sistema non necessita di ventilatori da ciò consegue un ridotto consumo energetico. Il GNL sarà inviato ai vaporizzatori mediante pompe di rilancio ad alta efficienza.

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Impianto
4.8.1	135	Riduzione delle emissioni sonore	E' BAT quale misura primaria: cambiare il livello di potenza sonora della sorgente.	E' previsto l'impiego di vaporizzatori aria ambiente AAV (Ambient Air Vaporizer). L'assenza di ventilatori comporta un abbattimento delle emissioni sonore del sistema.
4.9.1	136	Riduzione del rischio di perdite	E' BAT prestare attenzione alla progettazione dello scambiatore di calore. Applicate misure per ridurre il verificarsi di perdite: far funzionare il sistema secondo il suo design.	I vaporizzatori saranno dotati di un sistema di controllo dei parametri di processo al fine di verificare che siano rispettati i parametri di progetto.

4.9.3. Sistema di Raccolta e Trattamento delle Acque Reflue

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

Tabella 7 - Confronto tra le “Linee Guida Recanti i Criteri per l’Individuazione e l’Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili – Gestione Rifiuti – Impianti di Trattamento Chimico Fisico dei Rifiuti” e il Terminale in Progetto

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da Linee Guida	Situazione Terminale
E.5.1.5 (Linee guida)	581	Gestione dei reflui prodotti dall'impianto	Dotazione di sistemi separati di drenaggio delle acque, a seconda del carico di inquinante, provvisti di un sistema di collettamento delle acque meteoriche	L'impianto sarà dotato di apposite reti recapitanti in fognature separate per la raccolta e il drenaggio delle acque meteoriche. Le acque meteoriche e le acque di lavaggio verranno trattate all'interno dell'impianto di rigassificazione; in particolare: le acque di prima pioggia (che cadranno su tutte le aree pavimentate, incluse le strade) e le acque provenienti dal lavaggio delle apparecchiature, verranno trattate in un impianto costituito da un separatore olio/acqua; le acque di seconda pioggia considerate pulite verranno sottoposte ad un trattamento di grigliatura.