

PROGETTO

SVILUPPO PROGETTO TERMINALE GNL NEL PORTO DI MONFALCONE

UBICAZIONE

MONFALCONE, ITALIA

PROPONENTE

SMART GAS S.p.A.

Il presente documento è costituito da:
 No. 158 pagine numerate progressivamente,
 No. 7 pagine di Indice,
 No. 3 pagine di Riferimenti,
 No. 1 Appendice,
 No. 17 Allegati



UNITA' FUNZIONALE

DOCUMENTI PER AUTORIZZAZIONE

TITOLO DOCUMENTO

**Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nullaosta di Fattibilità
(NOF)**



CONSULENZA

consulting, design, operation & maintenance engineering

11/07/2014	Emissione per Approvazione	<i>Martina Perdi</i> MDH <i>Luciano Gattolisi</i> LCA	<i>Gianfranco</i> TP <i>Andrea Sela</i> ALS	<i>[Signature]</i> PP	<i>[Signature]</i> GMU
DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	CONTROLL.	APPROVATO	SOTT.

DATA	SCALA	CODIFICA INTERNA	DOC. N.				REV	FG
11/07/2014		14-007-H8	14	007	HSE	S	003	0

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	IV
LISTA DELLE FIGURE	VI
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	VI
SCOPO DEL RAPPORTO	1
1.A.1 DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	2
1.A.1.1 DATI GENERALI	3
1.A.1.1.1 Identificazione dell'Impianto e del Promotore del Progetto	4
1.A.1.1.2 Denominazione ed Ubicazione dell'Impianto	4
1.A.1.1.3 Responsabile della Progettazione di Base dell'Impianto	4
1.A.1.1.4 Responsabile della redazione della presente Integrazione al Rapporto di Sicurezza per la Fase di Nullaosta di Fattibilità (NOF)	5
1.A.1.2 LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	5
1.A.1.2.1 Corografia della Zona	10
1.A.1.2.2 Posizione dell'Impianto su Mappa	10
1.A.1.2.3 Piante e Sezioni dell'Impianto	10
1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE AL TERMINALE	11
1.B.1.1 STRUTTURA ORGANIZZATIVA	11
1.B.1.1.1 Organigramma	11
1.B.1.1.2 Entità del Personale	11
1.B.1.1.3 Requisiti di Addestramento del Personale	11
1.B.1.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	12
1.B.1.2.1 Attività del Terminale	12
1.B.1.2.2 Codice di Attività	12
1.B.1.2.3 Descrizione della Tecnologia di Base Adottata nella Progettazione	12
1.B.1.2.4 Schema a Blocchi dell'Impianto	12
1.B.1.2.5 Capacità Produttiva dell'Impianto	32
1.B.1.2.6 Informazioni Relative alle Sostanze Riportate nell'Allegato I del D.L.vo 334/99 e s.m.i.	33
1.B.1.3 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE	36
1.B.1.3.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame	36
1.C.1 SICUREZZA DELL'IMPIANTO	40
1.C.1.1 SANITÀ E SICUREZZA DELL'IMPIANTO	40
1.C.1.1.1 Problemi Noti per la Tipologia di Impianto	40
1.C.1.1.2 Esperienza Storica	40
1.C.1.2 REAZIONI INCONTROLLATE	51
1.C.1.3 DATI METEOROLOGICI E PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE	51
1.C.1.3.1 Caratteristiche Climatiche Generali	51
1.C.1.3.2 Caratteristiche Specifiche Ambiente Marittimo	54
1.C.1.3.3 Perturbazioni Geofisiche	56
1.C.1.3.4 Perturbazioni Cerauniche	58

INDICE (CONTINUAZIONE)

	<u>Pagina</u>
1.C.1.4 INTERAZIONI CON ALTRI IMPIANTI	58
1.C.1.4.1 Effetti in Caso di Incidente di Altre Attività Industriali nell'Area dell'Impianto	58
1.C.1.5 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	58
1.C.1.5.1 Modalità di Conduzione delle Analisi degli Eventi Incidentali	58
1.C.1.5.2 Ubicazione dei Punti Critici dell'Impianto	61
1.C.1.5.3 Comportamento dell'Impianto in Caso di Indisponibilità delle Reti di Servizio	61
1.C.1.6 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	63
1.C.1.6.1 Identificazione degli Incidenti	63
1.C.1.6.2 Analisi di Sicurezza	63
1.C.1.7 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI	113
1.C.1.8 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE	114
1.C.1.8.1 Criteri di Progettazione degli Impianti Elettrici, della Strumentazione e degli Impianti di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche	114
1.C.1.8.2 Criteri di Progettazione Sistemi di Scarico Pressioni per Recipienti di Processo	116
1.C.1.8.3 Scarichi Funzionali	119
1.C.1.8.4 Controllo delle Valvole di Sicurezza	119
1.C.1.8.5 Norme di Progettazione Tubazioni	120
1.C.1.8.6 Protezioni da Azioni di Sostanze Corrosive	120
1.C.1.8.7 Deposito di Sostanze Corrosive	120
1.C.1.8.8 Sovrasspessori di Corrosione	120
1.C.1.8.9 Controllo delle Apparecchiature per Sostanze Corrosive	121
1.C.1.8.10 Sistemi di Blocco	121
1.C.1.8.11 Precauzioni per i Luoghi Chiusi	125
1.C.1.8.12 Ventilazione dei Fabbricati	125
1.C.1.8.13 Precauzione contro Urti di Veicoli	125
1.C.1.8.14 Sistemi di Rivelazione	126
1.D.1 SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI SISTEMI DI CONTENIMENTO O PREVENZIONE	127
1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE	127
1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI SU IMPIANTI AD ALTO RISCHIO DA INCENDIO E ESPLOSIONE	127
1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO	128
1.D.1.4 MANUALI OPERATIVI	129
1.D.1.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA	129
1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI	129
1.D.1.7 MISURE PER EVITARE CEDIMENTI CATASTROFICI	129
1.D.1.8 SISTEMI DI PREVENZIONE ED EVACUAZIONE IN CASO DI INCENDIO	130
1.D.1.9 RESTRIZIONE PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI	130
1.D.1.10 MISURE CONTRO L'INCENDIO	130

INDICE (CONTINUAZIONE)

	<u>Pagina</u>
1.D.1.10.1 Descrizione dell'Impianto Antincendio e delle Attrezzature di Sicurezza e Protezione Personale	131
1.D.1.10.2 Progettazione del Sistema di Drenaggio	144
1.D.1.10.3 Fonti di Approvvigionamento Idrico	144
1.D.1.10.4 Certificato di Prevenzione Incendi	145
1.D.1.10.5 Estinzione con Gas Inerte o Vapore	145
1.D.1.11 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI	145
1.D.1.11.1 Criteri di Disposizione del Terminale	145
1.D.1.11.2 Mezzi di Comunicazione	146
1.D.1.11.3 Presidi Sanitari	147
1.D.1.11.4 Programma di Addestramento Personale	147
1.D.1.11.5 Vie di Fuga e Uscite di Emergenza	150
1.D.1.11.6 Piano di Emergenza Interno	150
1.D.1.11.7 Personale Responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno	153
1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO ED ABBATTIMENTO	154
1.E.1.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE DEI REFLUI	154
1.E.1.2 SMALTIMENTO E STOCCAGGIO RIFIUTI	155
1.E.1.3 EFFLUENTI GASSOSI	156
1.E.1.3.1 Emissioni in Atmosfera durante la Marcia Normale del Terminale	156
1.E.1.3.2 Emissioni in Atmosfera da Sorgenti non Continue o di Emergenza	156
1.F.1 MISURE ASSICURATIVE E DI GARANZIA PER I RISCHI DI DANNO A PERSONE, COSE, ALL'AMBIENTE	158
RIFERIMENTI	
APPENDICE A: METODO AD INDICI	
ALLEGATO 1.A.1:	PLANIMETRIA GENERALE E TRACCIATO DI CONNESSIONE CON LA RETE NAZIONALE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE
ALLEGATO 1.A.1.1.3:	ESPERIENZA DEL GRUPPO D'APPOLONIA NEL SETTORE GNL
ALLEGATO 1.A.1.1.4:	CURRICULUM VITAE RESPONSABILE NOF
ALLEGATO 1.A.1.2.1:	COROGRAFIA DELLA ZONA E CARTA NAUTICA
ALLEGATO 1.A.1.2.2:	POSIZIONE DELL'IMPIANTO SU MAPPA
ALLEGATO 1.A.1.2.3:	PIANTE E SEZIONI DELL'IMPIANTO
ALLEGATO 1.B.1.1.1:	ORGANIGRAMMA
ALLEGATO 1.B.1.2.3:	ELENCO DELLE PRICIPALI NORME APPLICATE
ALLEGATO 1.B.1.2.4:	SCHEMA A BLOCCHI DELL'IMPIANTO E SCHEMI DI FLUSSO
ALLEGATO 1.B.1.2.4.8.12:	SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE
ALLEGATO 1.B.1.2.6.1:	SCHEDA DI SICUREZZA
ALLEGATO 1.C.1.5.1	ALBERO DI GUASTO – TOP EVENT
ALLEGATO 1.C.1.6.1:	MAPPE DELLE CONSEGUENZE
ALLEGATO 1.D.1.8:	PLANIMETRIA VIE DI FUGA
ALLEGATO 1.D.10.1-1:	PLANIMETRIA RETE ANTINCENDIO
ALLEGATO 1.D.10.1-2:	PLANIMETRIA RETE RIVELAZIONE INCENDI GAS E RILASCI FREDDI
ALLEGATO 1.D.1.11.1:	VERIFICA ELEVAZIONE FIACCOLA

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 1: Caratteristiche Tecniche del Metanodotto di Collegamento	22
Tabella 2: Composizioni Molari del GNL, Potere Calorifico Inferiore e Densità del Liquido	33
Tabella 3: Valori Soglia e Quantitativi Sostanze Secondo Allegato I - Parte 1 D. L.vo 334/99, 238/05 e 48/14	34
Tabella 4: Valori Soglia e Quantitativi Sostanze Secondo Allegato I - Parte 2. D. L.vo 334/99, 238/05 e 48/14	34
Tabella 5: Riepilogo Indici di Rischio Compensati	38
Tabella 6: Incidenti Relativi a Navi Metaniere	48
Tabella 7: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari, Temperature Medie Mensili e Annuali (Periodo 1971 - 2000)	52
Tabella 8: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari, Precipitazioni Medie Mensili e Annuali (Periodo 1971 - 2000)	53
Tabella 9: Identificazione degli Incidenti	63
Tabella 10: Probabilità di Rottura Tubazioni - API RP 581	64
Tabella 11: Probabilità di Rottura di Apparecchiature - API RP581	64
Tabella 12: Evento 1 – Frequenze Base Evento Incidentale	68
Tabella 13: Evento 1 – Frequenze Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave	69
Tabella 14: Evento 1 – Frequenze Scenari Rottura 1”	69
Tabella 15: Evento 1 – Frequenze Scenari Rottura 4”	69
Tabella 16: Evento 2 – Frequenze Base Evento Incidentale	70
Tabella 17: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 1”	70
Tabella 18: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 4”	71
Tabella 19: Evento 2a – Dati Rilascio	71
Tabella 20: Evento 2a – Frequenze Scenari Rottura 1”	72
Tabella 21: Evento 2a – Frequenze Scenari Rottura 4”	72
Tabella 22: Evento 2b – Dati Rilascio	72
Tabella 23: Evento 2b – Frequenze Scenari Rottura 1”	73
Tabella 24: Evento 2b – Frequenze Scenari Rottura 4”	73
Tabella 25: Evento 3 – Dati Rilascio	74
Tabella 26: Evento 3 – Frequenze Base Evento Incidentale	74
Tabella 27: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 1”	75
Tabella 28: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 4”	75
Tabella 29: Evento 4 – Dati Rilascio	76
Tabella 30: Evento 4 – Frequenze Base Evento Incidentale	76
Tabella 31: Evento 4 – Frequenze Scenari Rottura 1”	76
Tabella 32: Evento 4 – Frequenze Scenari Rottura 4”	77
Tabella 33: Evento 5 – Dati Rilascio	77
Tabella 34: Evento 5 – Frequenze Base Evento Incidentale	78
Tabella 35: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 1”	78
Tabella 36: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 4”	79

LISTA DELLE TABELLE (CONTINUAZIONE)

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 37: Evento 6 – Dati Rilascio	79
Tabella 38: Evento 6 – Frequenze Base Evento Incidentale	80
Tabella 39: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 1”	80
Tabella 40: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 4”	80
Tabella 41: Evento 7 – Dati Rilascio	81
Tabella 42: Evento 7 – Frequenze Base Evento Incidentale	81
Tabella 43: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 1”	82
Tabella 44: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 4”	82
Tabella 45: Evento 8a – Frequenze Base Evento Incidentale	83
Tabella 46: Evento 8a – Frequenze Scenari Rottura ¼”+1”+4”+FB	83
Tabella 47: Evento 8b – Frequenze Base Evento Incidentale	84
Tabella 48: Evento 8b – Frequenze Scenari Rottura ¼”+1”+4”+FB	84
Tabella 49: Evento 8c – Frequenze Base Evento Incidentale	85
Tabella 50: Evento 8c – Frequenze Scenari Rottura ¼”+1”+4”+FB	85
Tabella 51: Evento 9 – Frequenze Base Evento Incidentale	85
Tabella 52: Soglie di Danno Valori di Riferimento	86
Tabella 53: Probabilità di Effetto Domino - Irraggiamento	87
Tabella 54: Valori Guida per la Stima del Tempo di Intervento nella Quantificazione delle Conseguenze di uno Scenario Incidentale	88
Tabella 55: Distanze tra Elementi Interni ed Esterni al Sito	89
Tabella 56: Evento 2a – Distanze di Danno Rottura 1”	90
Tabella 57: Evento 2a – Distanze di Danno Rottura 4”	91
Tabella 58: Evento 2b – Distanze di Danno Rottura 1”	93
Tabella 59: Evento 2b – Distanze di Danno Rottura 4”	94
Tabella 60: Evento 4 – Distanze di Danno Rottura 1”	96
Tabella 61: Evento 4 – Distanze di Danno Rottura 1”	97
Tabella 62: Evento 4 – Distanze di Danno Rottura 1” dopo 3 minuti (alla pressione di saturazione del gas)98	
Tabella 63: Evento 5 – Distanze di Danno Rottura 1”	100
Tabella 64: Evento 5 – Distanze di Danno Rottura 4”	101
Tabella 65: Evento 6 – Distanze di Danno Rottura 1”	103
Tabella 66: Evento 6 – Distanze di Danno Rottura 4”	104
Tabella 67: Evento 7 – Distanze di Danno Rottura 1”	105
Tabella 68: Evento 7 – Distanze di Danno Rottura 4”	106
Tabella 69: Evento 8a – Distanze di Danno degli Irraggiamenti da Pozza	107
Tabella 70: Evento 8b – Distanze di danno degli Irraggiamenti da Pozza	108
Tabella 71: Evento 8c – Distanze di Danno degli Irraggiamenti da Pozza	109
Tabella 72: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità < 1 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili	111

LISTA DELLE TABELLE (CONTINUAZIONE)

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 73: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità Compresa nel Campo 1,0 E-04 e 1,0 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili	112
Tabella 74: Dati Principali Nave di Riferimento	113
Tabella 75 - Tipi di Rilevatori	143
Tabella 76: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio	145
Tabella 77: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio	155
Tabella 78: Emissioni in Atmosfera da Torcia	157

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 1: Progetto di Dragaggio ASPM/CSIM Aree di Intervento (D'Appolonia, 2014 a)	7
Figura 2: Zona Industriale del Lisert	8
Figura 3: Planimetria con Individuazione Aree di Progetto – Opere a Mare	9
Figura 4: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari (Periodo 1971 - 2000), Grafico Temperatura Media (Tm), Massima (Txm) e Minima (Tnm)	52
Figura 5: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari (Periodo 1971 - 2000), Grafico Precipitazioni Medie e Massime	53
Figura 6: Rosa dei Venti Annuale	54
Figura 7: Fetch Efficace calcolato presso il Porto di Monfalcone	55
Figura 8: Albero degli Eventi per Rilascio Continuo di Liquido o Gas	66

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AOP	Area Omogenea di Prelievo
ASPM	Azienda Speciale per il Porto di Monfalcone
BOG	Boil Off Gas
BOR	Boil Off Rate
BT	Bassa Tensione
CCIAA	Camera di Commercio Industria Artigianato e Agricoltura di Gorizia
CFR	Code of Federal Regulations
DCS	Distributed Control System
DE	Diametro Esterno
Di	Diametro interno
DN	Diametro Nominale
ESD	Emergency Shut Down

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI (CONTINUAZIONE)

FCV	Flow Control Valve
F&G	Fire and Gas
GN	Gas Naturale
GNL	Gas Naturale Liquefatto
HAZOP	Hazard and Operability Study
HP	High Pressure
LNG	Liquefied Natural Gas
LP	Low Pressure
MCC	Motor Control Center
MT	Media Tensione
NFPA	National Fire Protection Association
OCIMF	Oil Companies International Marine Forum
ORV	Open Rack Vaporizer
PEAD	Polietilene ad Alta Densità
PERC	Powered Emergency Release Coupling
PC	Personal Computer
PIANC	Permanent International Association of Navigation Congresses
PLC	Programmable Logic Controller
PSV	Pressure Safety Valve
SCV	Submerged Combustion Vaporizer
SDV	Shut Down Valve
s.l.m.	Sul Livello del Mare
TSV	Thermal Safety Valve
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione

RAPPORTO TERMINALE GNL NEL PORTO DI MONFALCONE RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA PER LA FASE DI NULLAOSTA DI FATTIBILITA' (NOF)

SCOPO DEL RAPPORTO

La società SMART GAS S.p.A. (società di scopo che raccoglie grandi consumatori regionali del Friuli Venezia Giulia) intende realizzare all'interno dell'area industriale del porto di Monfalcone un terminale per la ricezione, rigassificazione e distribuzione di Gas Naturale Liquefatto (GNL) di piccola taglia con lo scopo di aumentare la capacità di importazione del GNL in Italia, contribuendo alla diversificazione delle fonti energetiche e consentendo inoltre ai grandi consumatori regionali di stipulare contratti per la fornitura di gas a costi competitivi.

Tale progetto prevede l'implementazione di una filiera per il trasporto del Gas Naturale Liquido (GNL) a mezzo di navi metaniere sino al terminale di ricezione per lo stoccaggio, la rigassificazione del prodotto e la successiva immissione nella rete di trasporto nazionale. Il progetto prevede inoltre la possibilità di distribuire direttamente il GNL mediante l'utilizzo di navi (mini LNG tankers), autobotti e ferrocisterne.

Il Terminale avrà una capacità di rigassificazione di 800 milioni di Sm³/anno di gas naturale; inoltre, il progetto prevede la possibilità di stoccare e distribuire GNL liquido per ulteriori 1.33 MSm³/anno.

La capacità di stoccaggio di GNL è pari a 170000 m³; l'approvvigionamento dei quantitativi richiesti sarà garantito attraverso l'arrivo di navi metaniere di capacità massima di 125000 m³. Il progetto prevede la realizzazione degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a:

- consentire l'attracco delle navi metaniere e il trasferimento del prodotto liquido (GNL) dalle stesse ai serbatoi di stoccaggio attraverso tubazioni criogeniche;
- permettere lo stoccaggio, la rigassificazione e la misura del GNL prima della sua immissione in rete;
- distribuire il GNL attraverso operazioni di bunkering su imbarcazione ("terminal to ship"), camion ("terminal to truck") e rotaia ("terminal to rail").

La piattaforma di ricezione navi gasiere sarà progettata per lo scarico di gasiere fino alla capacità massima di 125000 m³. Il terminale a terra prevede lo stoccaggio di GNL mediante l'utilizzo di due serbatoi a doppio contenimento totale, da 85000 m³ l'uno.

La quantità di Gas Naturale Liquefatto stoccato totale, è quindi superiore ai valori di soglia per sostanze Estremamente Infiammabili date in Allegato al D.L.vo 334/99 e successive modifiche e integrazioni (D.L.vo 238/05, D.L.vo 48/14) e si richiede, pertanto, l'elaborazione di un Rapporto Preliminare di Sicurezza secondo la procedura prevista dal suddetto Decreto.

Il presente documento costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nulla Osta di Fattibilità (NOF).

1.A.1 DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

Il progetto, proposto da Smart Gas S.p.A., riguarda la realizzazione di un terminale di ricezione e rigassificazione di GNL capace di fornire alla rete nazionale circa 800 milioni Sm³/anno di gas naturale. Il Terminale di Rigassificazione del GNL ha lo scopo di rigassificare il gas naturale importato allo stato liquido mediante navi metaniere. Il metano liquido viene scaricato dalla nave metaniera tramite bracci di scarico e stoccato all'interno di serbatoi criogenici a doppio contenimento totale, secondo la norma UNI EN 1473.

Il nuovo insediamento sarà localizzato all'interno dell'area industriale del Porto di Monfalcone, in Provincia di Gorizia.

In particolare il progetto prevede:

- l'esecuzione di dragaggi per l'approfondimento dei fondali lungo il canale di accesso al Porto e nel bacino di evoluzione. L'intervento garantirà una profondità di -13,5 m s.l.m.m., ritenuta adeguata a consentire l'arrivo e le operazioni di manovra, ormeggio e disormeggio delle gasiere di capacità massima fino a 125000 m³;
- la realizzazione di una banchina attrezzata per l'accosto, l'ormeggio e la scarica delle navi metaniere. L'opera sarà realizzata in corrispondenza del tratto di canale di accesso sul margine Sud-Ovest dell'esistente cassa di colmata del porto di Monfalcone;
- la realizzazione di una cassa di colmata, destinata alla ricezione dei sedimenti dragati, e di altre opere marittime a protezione dell'area di ormeggio (rimozione dell'attuale diga di sopraflutto, prolungamento della diga di sottoflutto esistente);
- l'installazione, lungo la banchina attrezzata, dei bracci di carico necessari allo scarico del GNL;
- la posa delle condotte criogeniche di collegamento tra la banchina di ormeggio ai serbatoi di stoccaggio (aventi lunghezza di circa 1 km);
- la realizzazione dell'impianto di rigassificazione (serbatoi di stoccaggio, vaporizzatori, etc.), che sarà ubicato in area demaniale marittima allo stato attuale in concessione (scadenza a Dicembre 2015) al Consorzio Sviluppo Industriale di Monfalcone (di seguito CSIM) allo scopo di mantenere un impianto pilota per l'inertizzazione di materiali di dragaggio. Il GNL sarà stoccato in No. 2 serbatoi a contenimento totale ognuno di capacità di 85.000 m³. Il processo di rigassificazione sarà effettuato attraverso l'impiego di vaporizzatori ad acqua (Open Rack Vaporizers – ORVs); i quantitativi di acqua necessari al processo di rigassificazione (2.500 m³/ora) saranno forniti dalla cartiera di proprietà Burgo, attraverso la realizzazione di una condotta di approvvigionamento che attraversa in subalveo il Canale Locovaz. In via preliminare, le modifiche di impianto a cura di Burgo S.p.A. consistono nella realizzazione del sistema di rilancio (presso l'impianto dell'acqua di processo di cartiera) e nella posa delle tubazioni necessarie alla fornitura dell'acqua fino al confine di cartiera;
- posa della condotta di collegamento alla rete di trasporto regionale, avente una lunghezza di circa 6 km. Il tracciato del metanodotto si svilupperà, lungo la quasi totalità, parallelamente alla condotta esistente di SNAM Rete Gas che deriva gas naturale, dalle condotte 26" + 10" in corrispondenza del Nodo No. 899, all'area di Monfalcone;

- predisposizione per la distribuzione del GNL attraverso navi mini LNG, camion e ferrocisterna. In particolare il progetto prevede la realizzazione di: condotta criogenica per il trasferimento del GNL dall'impianto in banchina; braccio di carico dedicato al carico di gasiere di piccola taglia (capacità inferiore a 10.000 m³); predisposizione per la realizzazione di un piazzale attrezzato per il caricamento di autobotti (da ubicarsi in corrispondenza dell'area Sud-Est di impianto) e di un'area per movimentazione e caricamento su ferrocisterna (snodo ferroviario, sistema di trasferimento GNL), che sarà localizzato nell'area Nord e Nord-Ovest del Terminale.

Le attività previste per la realizzazione del progetto sono state suddivise in nove aree come descritto al paragrafo 1.A.1.2. Le aree principali in cui verrà realizzato il terminale sono essenzialmente le seguenti:

- Area 1: relativa alla realizzazione delle opere a mare necessarie per la realizzazione della banchina di attracco e scarico navi gasiere,
- Area 2: riguarda la tubazione di connessione banchina di attracco / impianto;
- Area 3: riguarda la realizzazione del terminale di rigassificazione.

In Allegato 1.A.1.1 è riportata la planimetria generale che presenta le tre aree suddette e che include il tracciato di connessione del metanodotto alla rete principale.

Nel terminale GNL si prevede la realizzazione dei seguenti locali e/o edifici:

- Uffici Reception;
- Edificio Quadri Elettrici e Sala Controllo;
- Edificio Produzione Aria Compressa;
- Sala Pompe Acqua Potabile e di Reintegro;
- Edificio Manutenzione e Spogliatoi.

In Allegato 1.A.1.1 si riporta il tracciato di connessione del metanodotto alla rete principale.

1.A.1.1 DATI GENERALI

Il progetto del Terminale GNL interessa principalmente i territori della Provincia di Gorizia nei Comuni di Monfalcone e Doberdò del Lago, situati nell'area Sud del Friuli Venezia Giulia, e marginalmente per le sole condotte di adduzione e scarico delle acque di rigassificazione il comune di Duino Aurisina, situato in Provincia di Trieste.

Il progetto prevede la realizzazione del Terminale GNL e del relativo accosto per le navi gasiere nella zona portuale e industriale di Monfalcone denominata "Lisert". Tali aree saranno anche interessate dalla realizzazione della rete di condotte (movimentazione GNL, acque di processo e consegna del gas) a servizio del terminale.

Il progetto prevede inoltre la posa della condotta di consegna del gas verso Nord fino al Comune di Doberdò interessando aree industriali e portuali e successivamente aree residenziali, alcune infrastrutture di trasporto e, nella sua parte terminale, anche aree di maggiore sensibilità naturalistica. Il metanodotto sarà dotato di due punti di intercettazione di linea (PIL) ubicati immediatamente a monte e a valle dell'attraversamento ferroviario e di una stazione di misura e consegna del gas.

1.A.1.1.1 Identificazione dell'Impianto e del Promotore del Progetto

Società promotrice del progetto è Smart Gas S.p.A., è una società di scopo che raccoglie grandi consumatori regionali (Friuli Venezia Giulia) di gas naturale.

Smart Gas S.p.A. ha sede presso:

SBE VARVIT S.p.A.

Via dei Bagni, 26

34074 Monfalcone (GO)

Partita IVA e codice fiscale 02609250358

Amministratore unico: Dott. Alessandro Vescovini.

La società Smart Gas S.p.A. è stata costituita nel Gennaio 2014 con un capitale sociale interamente versato di €120.000,00 e fa parte del Gruppo Vescovini.

Il capitale della società è detenuto per il 100% da Vescovini Group Spa che è la holding del Gruppo Vescovini. Vescovini Group Spa ha un capitale sociale di €3.600.000,00 e ha sede a Reggio Emilia in via Lazzaretti No. 2/A.

Il fatturato consolidato del Gruppo nel corso del 2013 è di circa 130 milioni di euro e l'attività principale è la produzione e commercializzazione di sistemi di fissaggio, viterie e bullonerie.

1.A.1.1.2 Denominazione ed Ubicazione dell'Impianto

L'impianto è denominato Terminale GNL Monfalcone, Smart Gas.

L'area industriale di Monfalcone all'interno della quale sarà localizzato l'impianto è individuata dalle seguenti coordinate geografiche:

- latitudine: 45°78'24"
- longitudine: 13°57'12".

1.A.1.1.3 Responsabile della Progettazione di Base dell'Impianto

La progettazione di base dell'impianto di rigassificazione GNL nel Porto di Monfalcone è a cura della Società D'Appolonia S.p.A., appartenente al Gruppo Rina, con sede a Genova in Via San Nazaro No. 19.

RINA, nato 150 anni fa, è un gruppo globale al servizio di aziende su scala mondiale; missione della società è quella di sostenere i propri Clienti nella crescita offrendo servizi di consulenza, progettazione e assistenza tecnica, prove e collaudi, verifiche ispettive e certificazione.

I servizi di ingegneria sono offerti nel gruppo RINA da D'Appolonia S.p.A., fondata nel 1956, ed entrata a far parte del gruppo nel 2011. Recentemente le qualifiche, le esperienze e l'organico di D'Appolonia sono stati incrementati con l'incorporazione di C.Engineering e Projenia e di parte di RINA Services, consentendo alla società di entrare nel novero dei leader di mercato.

D'Appolonia raccoglie un team di ingegneri, consulenti, progettisti, pianificatori ed esperti specialistici in grado di fornire supporto tecnico a clienti pubblici e privati, dalla fase di

ideazione a quella di dismissione dell'opera, attraverso la sua progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione.

La società, che opera nei mercati dell'energia, dei trasporti e delle infrastrutture, dell'industria e a supporto degli investitori, fornisce una vasta gamma di servizi, quali studi di fattibilità e specialistici, progettazione preliminare ed esecutiva, project management, ingegneria di sito e ingegneria dell'Operation & Maintenance di impianti e sistemi. Le capacità tecniche di D'Appolonia coprono tutti gli aspetti legati all'ambiente, alla salute e alla sicurezza, alle geoscienze e all'innovazione.

D'Appolonia ha uno staff di circa 700 tra ingegneri e professionisti, distribuiti in 20 uffici operativi in tutto il mondo, D'Appolonia offre servizi di ingegneria di livello elevato per investitori, promotori di iniziative, operatori e imprenditori, nonché per le compagnie assicurative e le amministrazioni pubbliche, atte a sostenere le loro iniziative imprenditoriali. In Allegato 1.A.1.1.3 è riportata una nota relativa all'esperienza della società suddetta nel settore.

1.A.1.1.4 Responsabile della Redazione della Presente Integrazione al Rapporto di Sicurezza per la Fase di Nullaosta di Fattibilità (NOF)

Responsabile della redazione del presente documento è l'Ing. Giovanni Uguccioni, Technical Manager dell'area Health Safety and Environment (HSE) della Società D'Appolonia con sede in Via San Nazaro No. 19, 16145, Genova.

In Allegato 1.A.1.1.4 al presente documento è riportato il Curriculum Vitae dell'Ing. Giovanni Uguccioni.

Alla elaborazione del documento hanno partecipato gli Ingg. Margherita Derchi, Luciano Astolfi e Tiziana Pezzo.

1.A.1.2 LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

Il progetto del Terminale GNL interessa i territori della Provincia di Gorizia nei Comuni di Monfalcone e Doberdò del Lago, situati nell'area Sud del Friuli Venezia Giulia.

Il progetto prevede la realizzazione del Terminale GNL e del relativo accosto per le navi gasiere tra la zona del Porto e quella industriale di Monfalcone (area denominata "Lisert"). Tali aree saranno anche interessate dalla realizzazione della rete di condotte (movimentazione GNL, acque di processo e consegna del gas) a servizio del Terminale.

Il progetto si estende con la posa della condotta di consegna del gas verso Nord fino al Comune di Doberdò interessando aree a carattere più naturale.

Il Terminale GNL sarà localizzato in adiacenza al margine Nord della cassa di colmata del Porto di Monfalcone e l'accosto per le navi metaniere è previsto lungo lo sviluppo del perimetro Sud-Ovest della colmata stessa. Le aree di colmata sono accessibili tramite strade sterrate che si diramano da una traversa di Via Timavo; quest'ultima collega il centro abitato di Monfalcone con l'area industriale.

A circa 1,2 km a Nord dell'area prevista per il Terminale GNL è presente un canale artificiale denominato "Canale Est-Ovest" che si estende per una lunghezza di circa 1,4 km. Il canale si innesta, nella sua porzione più orientale, nel Canale Locavaz poco dopo la confluenza dei Canali Tavoloni e Moschenizza (D'Appolonia, 2014a).

Il Canale Locavaz confluisce quindi nel Fiume Timavo; quest'ultimo sfocia in mare in corrispondenza del lato Est della cassa di colmata (esternamente al bacino portuale).

I centri abitati più prossimi al Terminale sono rappresentati da:

- Villaggio del Pescatore e San Giovanni al Timavo, localizzati oltre la foce del Fiume Timavo, rispettivamente a circa 1 km ad Est e 1,5 km a Nord-Est del Terminale;
- Monfalcone a circa 2 km a Nord Ovest del Terminale.

Per quanto riguarda gli ambiti di competenza in cui ricadono le opere a progetto, si evidenzia quanto segue:

- l'area del Terminale GNL è localizzata in area demaniale marittima esterna all'ambito del Piano Regolatore Portuale di Monfalcone, ad esclusione della porzione di area ad oggi in concessione a CSIM per l'esercizio di un impianto pilota per l'inertizzazione di materiali di dragaggio;
- le aree della nuova banchina di accosto delle navi metaniera e del tracciato delle condotte di processo ed antincendio ricadono in area demaniale marittima interna all'ambito del Piano Regolatore Portuale di Monfalcone;
- il tracciato delle condotte di approvvigionamento e scarico delle acque di processo ricade in parte in area demaniale marittima esterna all'ambito del Piano Regolatore Portuale di Monfalcone ed in parte in area di proprietà CSIM;
- il tracciato del gasdotto di collegamento, nella sua parte più prossima all'area del Terminale GNL, interessa prevalentemente aree demaniali marittime interne ed esterne all'ambito del Piano Regolatore Portuale di Monfalcone ed aree di proprietà CSIM.

Si evidenzia inoltre che le opere oggetto del presente rapporto saranno realizzate a valle di alcuni interventi sul sito, ad oggi in progetto o comunque previsti, ma non ancora implementati: pertanto, nell'ambito del presente inquadramento territoriale occorre identificare le differenze tra lo stato attuale dell'area di progetto e lo stato ante-operam che è stato tenuto in considerazione per lo sviluppo del progetto.

La maggior parte di tali differenze sarà connessa alla realizzazione delle opere previste dal Progetto di Dragaggio del Porto di Monfalcone, proposto da CCIAA ed ASPM ed attualmente in fase di procedura VIA. Tale progetto comporterà infatti (si veda la figura nel seguito):

- il dragaggio del canale di accesso e del bacino di evoluzione, parzialmente coincidenti con le zone di scavo del fondale connesse al progetto del Terminale GNL, dalle attuali quote batimetriche a quota -12,5 m slmm;
- la modifica della cassa di colmata esistente necessaria a permettere la messa a dimora dei sedimenti dragati, che consiste nell'innalzamento dell'argine fino a quote tra i +6.00 e i -7,50 m slmm e nella costruzione di una barriera verticale impermeabile lungo il confine della cassa. In adiacenza di tale cassa sarà costruita la nuova cassa di colmata necessaria ad accogliere i sedimenti marini per l'approfondimento del fondale a quota -13,5 m slmm, mentre sul lato Ovest sarà costruita la banchina di accosto e scarico GNL delle navi metaniere;
- la formazione di un rilevato fino a quota +3,00 m, con materiale attualmente presente nella cassa di colmata esistente, in due aree demaniali retrostanti la cassa ed adiacenti alla zona di prevista localizzazione del Terminale GNL.

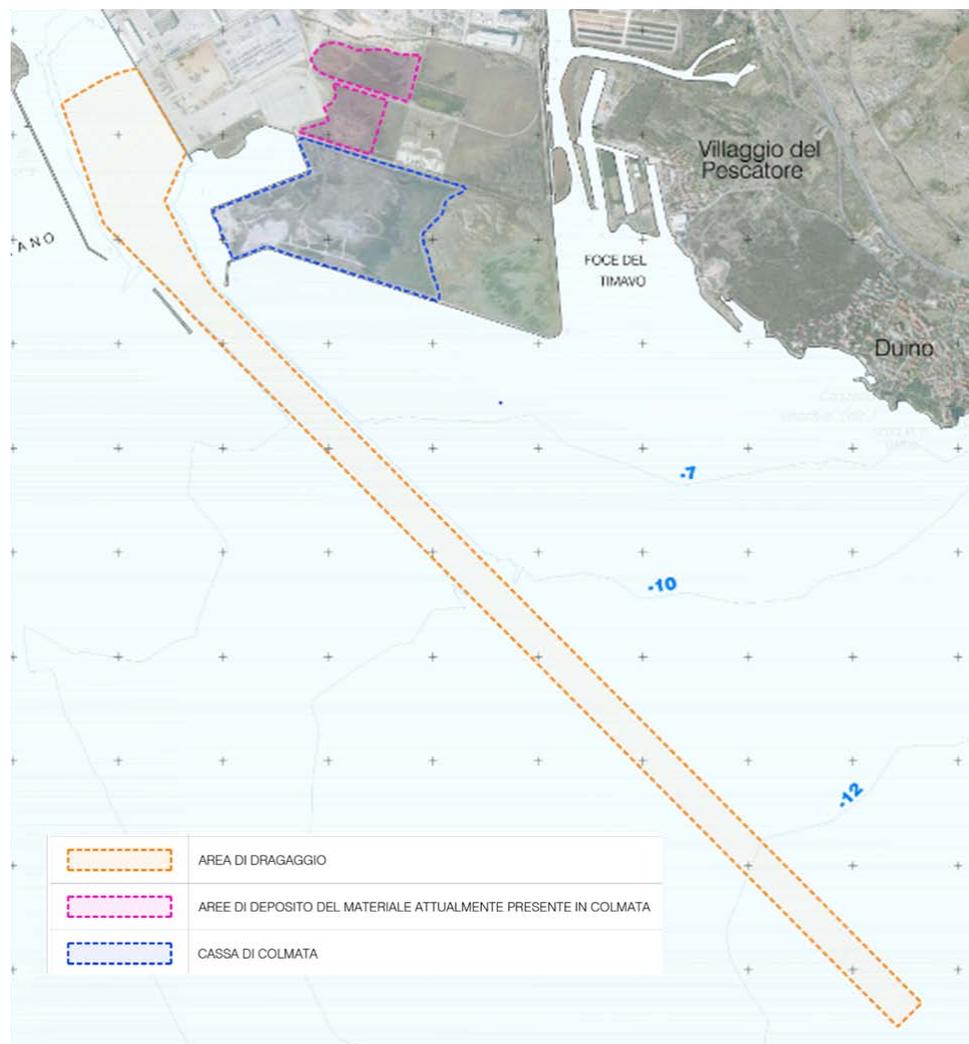


Figura 1: Progetto di Dragaggio ASPM/CSIM Aree di Intervento (D'Appolonia, 2014a)

L'area di dragaggio che attualmente insiste nella zona sarà dismessa.

Il Terminale GNL sarà realizzato all'interno dell'area industriale del Porto di Monfalcone e parte delle opere ad esso associate saranno ubicati nell'area industriale "Lisert" di Monfalcone, gestita dal Consorzio per lo Sviluppo Industriale del Comune di Monfalcone (CSIM), Ente Pubblico Economico costituito nel 1964 ai sensi dell'art. 4 della Legge 633/1964 e disciplinato con Legge Regionale No. 3/1999. (D'Appolonia, 2014 a)

L'area industriale del Lisert si sviluppa a tergo del Porto commerciale di Monfalcone ed è a sua volta suddivisa in tre aree (si veda la Figura seguente):

- Zona Industriale del Lisert Nord che comprende la zona industriale tra via Terza Armata e l'inizio dell'area residenziale della città di Monfalcone ed è caratterizzata dalla presenza di numerose industrie manifatturiere;

- Zona Industriale del Lisert Canale Est-Ovest che si estende perimetralmente al Canale navigabile denominato Est-Ovest, realizzato negli anni Trenta dal Consorzio di Bonifica del Lisert, ed allo stato attuale in concessione all'Ente. Le attività produttive presenti, rientrano per lo più nel settore della nautica e della costruzione di imbarcazioni da diporto;
- Zona Industriale Lisert Porto che si sviluppa alle spalle del Porto commerciale di Monfalcone e vede la presenza di aziende direttamente collegate alle attività dello scalo, che si occupano per lo più di trasporti, industria della carta, carpenteria metallica pesante e chimica. Tale zona si estende per circa sessanta ettari ed è confinante con l'area dell'industria nautica collegata al Canale Est-Ovest.



Figura 2: Zona Industriale del Lisert

Nei pressi dell'area interessata non sono presenti insediamenti industriali e nella zone limitrofe non sono presenti impianti a rischio di incidente rilevante secondo D.L.vo 334/99 e s.m.i. (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2013).

Descrizione delle aree di Progetto

Di seguito si riporta una breve descrizione delle aree in cui è suddiviso il progetto.

- Area 1: la banchina per l'accosto delle navi prevista lungo lo sviluppo del perimetro Sud-Ovest della cassa di colmata del Porto di Monfalcone;
- Area 2: è destinata alle linee di trasferimento del GNL e del vapore. Il percorso si sviluppa a partire dall'area della banchina sino a raggiungere l'area dei serbatoi di stoccaggio del Terminale;

- Area 3: ospita l'impianto di rigassificazione del GNL;
- Area 4: area destinata ad ospitare le condotte di approvvigionamento e scarico dell'acqua utilizzata per la rigassificazione;
- Area 5: ospita il tracciato del gasdotto di collegamento alla rete regionale dei gasdotti (Diametro 10" – DN 250) si sviluppa dal confine Nord del Terminale di rigassificazione fino al punto di connessione con l'esistente stazione SNAM Rete Gas presso il Nodo No. 899, attraversando i Comuni di Monfalcone (prevalentemente in area portuale/industriale) e di Doberdò del Lago (nel tratto a Nord);
- Area 6: area di dragaggio effettuato al fine di garantire le profondità minime per consentire il transito e l'ormeggio delle navi gasiere da 125,000 m³;
- Area 7: diga foranea dedicata alla protezione della cassa di colmata (Area 8);
- Area 8: cassa di colmata realizzata esternamente al porto, atta ad ospitare i materiali di dragaggio provenienti dalle operazioni di scavo che interesseranno i fondali portuali al fine di garantire l'idoneo pescaggio alle navi GNL e delimitata da un'opera a gettata;
- Area 9: area coinvolta dai previsti interventi volti all'allungamento della diga sottoflutto prospiciente alla cassa di colmata.

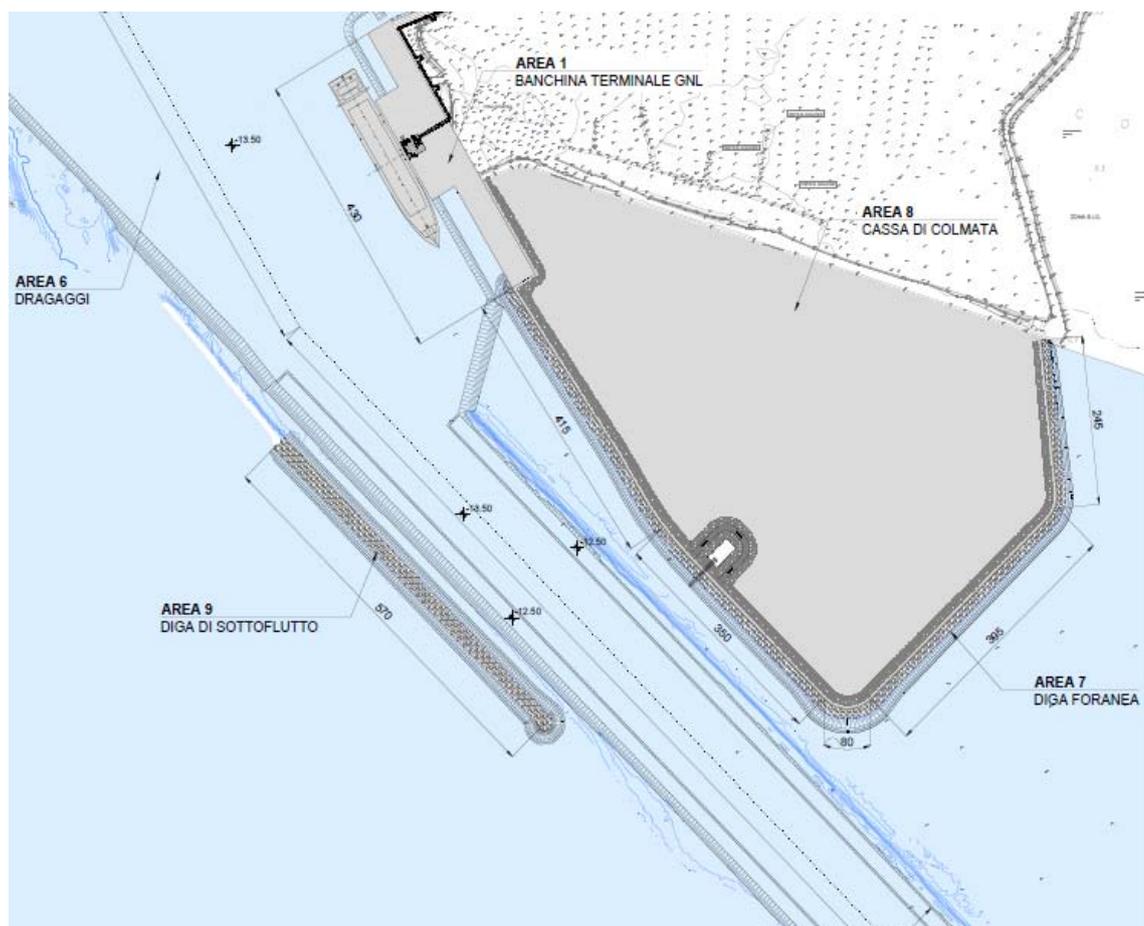


Figura 3: Planimetria con Individuazione Aree di Progetto – Opere a Mare

1.A.1.2.1 Corografia della Zona

In Allegato 1.A.1.2.1 sono riportati rispettivamente l'inquadramento territoriale dell'area interessata in scala 1:50.000 e la localizzazione di dettaglio del progetto in scala 1:10.000.

In Allegato 1.A.1.2.1 è riportato inoltre un estratto della Carta Nautica per l'area di interesse.

1.A.1.2.2 Posizione dell'Impianto su Mappa

La planimetria del Terminale riportante gli insediamenti esistenti nel raggio di 500 metri dai confini è riportata nell'Allegato 1.A.1.2.2.

1.A.1.2.3 Piante e Sezioni dell'Impianto

In Allegato 1.A.1.2.3 sono riportate la planimetria e le principali sezioni dell'impianto che comprendono:

- la vista in pianta del pontile e dell'impianto;
- le viste in sezione del Terminale.

Si evidenzia che nella planimetria del terminale alcune aree previste per future attività sono presentate retinate.

1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE AL TERMINALE

1.B.1.1 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

In accordo al D.M. 9 Agosto 2000 il terminale si doterà di un “Sistema di Gestione della Sicurezza” che come indicato all’articolo 5 del D.M. dovrà farsi carico di:

- organizzazione e personale;
- identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti;
- controllo operativo;
- modifiche e progettazione;
- pianificazione di emergenza;
- controllo delle prestazioni;
- controllo e revisione.

1.B.1.1.1 Organigramma

Nell’Allegato 1.B.1.1.1 è riportato un organigramma-tipo che riporta la possibile organizzazione delle funzioni previste per l’esercizio del Terminale.

1.B.1.1.2 Entità del Personale

Il terminale impegnerà globalmente 30 persone circa. Tra queste vi saranno un direttore e due responsabili di impianto, mentre 18 faranno parte del personale operativo disposto su 3 turni (6 persone per turno). Le altre saranno impegnate nelle attività di amministrazione, servizi, manutenzione e assistenza alla navigazione.

Durante le operazioni di scarico saranno presenti, oltre al personale del terminale, anche le persone componenti l’equipaggio della nave gasiera.

1.B.1.1.3 Requisiti di Addestramento del Personale

Sia il personale direttivo che le maestranze saranno periodicamente impegnate in corsi di formazione. Il personale direttivo si prevede sia periodicamente impegnato in interventi di formazione per lo sviluppo delle capacità manageriali sia per gli aspetti tecnici gestionali che di sicurezza ed ambiente. Le maestranze addette agli impianti ed alla manutenzione, parteciperanno ad attività di formazione sia all’atto dell’assunzione che durante lo svolgimento delle attività assegnate, partecipando a corsi di formazione ed addestramento teorico-pratici come previsto dalla normativa vigente D.L.vo 81/2008 e successive modificazioni e integrazioni. I corsi avranno lo scopo di approfondire gli aspetti operativi, le conoscenze normative e le basi teoriche di più frequente applicazione nell’attività operativa, con particolare attenzione agli aspetti di Prevenzione Sicurezza ed Igiene Ambientale, gestione dei grandi rischi e situazioni di emergenza.

1.B.1.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Il progetto in esame consiste nella realizzazione di un Terminale per la ricezione, lo stoccaggio, la rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto e l'invio di gas naturale alla rete di distribuzione nazionale.

1.B.1.2.1 Attività del Terminale

Il Terminale risulta soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo No. 334 del 17 Agosto 1999 e s.m.i., in quanto nell'ambito dell'impianto a terra si realizzerà lo stoccaggio GNL fino a un massimo di 170.000 Sm³ pari a circa 80070 tonnellate di Gas Naturale Liquefatto, considerando una densità del GNL di 471 kg/m³.

Al terminale saranno inoltre presenti quantità contenute di gasolio per l'alimentazione del generatore diesel di emergenza e l'alimentazione della motopompa principale antincendio.

Sarà presente azoto necessario per l'inertizzazione e lo spiazzamento di componenti e/o sistemi di impianto.

1.B.1.2.2 Codice di Attività

Secondo la classificazione dell'Allegato IV dell'Ordinanza Ministeriale 21 Febbraio 1985 del Ministero della Sanità, il codice di attività applicabile all'impianto è:

- 5.02 X "Produzione e Distribuzione di Gas".

1.B.1.2.3 Descrizione della Tecnologia di Base Adottata nella Progettazione

Il Terminale sarà progettato in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1473, recepita dalla norma italiana UNI EN 1473 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) Progettazione delle Installazioni a Terra".

I sistemi di scarico alla piattaforma saranno progettati in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1474 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) – Progettazione e Prove dei Bracci di Carico/Scarico" e alla EN 1532 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto – Interfaccia Terra-Nave."

Nell'Allegato 1.B.1.2.3 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni europee ed internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per il progetto del Terminale GNL.

1.B.1.2.4 Schema a Blocchi dell'Impianto

Il Terminale GNL riceverà il gas naturale liquefatto da navi gasiere che scaricheranno il gas naturale allo stato liquefatto al pontile di scarico. Le pompe della nave gasiera forniranno la prevalenza sufficiente per inviare il GNL ai serbatoi criogenici di stoccaggio del Terminale. Il gas vaporizzato dal GNL (boil-off) sarà trattato con un sistema di compressione e ricondensazione per evitare di bruciarlo in fiaccola. Il GNL immagazzinato sarà pompato ad alta pressione, rigassificato e misurato prima di essere immesso nella condotta della rete di distribuzione ad una pressione massima di 70 barg. Durante i periodi in cui il gas naturale non sarà richiesto dalla rete nazionale l'impianto opererà in condizione di zero send out, mediante un compressore dedicato che comprimerà il gas prodotto per semplice evaporazione nel sistema, ad una pressione massima di 70 barg per invio nella rete di trasporto regionale. L'operazione previene un eccessivo scarico di gas alla fiaccola del

terminale. Il diagramma a blocchi del Terminale è riportato in Allegato 1.B.1.2.4, insieme agli schemi di flusso di processo.

Nel seguito viene riportata una descrizione degli impianti previsti, basata sul Progetto Definitivo (D'Appolonia, 2014b).

1.B.1.2.4.1 Piattaforma di Scarico GNL

Il sistema prevede le apparecchiature per il ricevimento del GNL via nave, la scarica e il trasferimento del prodotto verso i serbatoi di stoccaggio. La piattaforma sarà progettata per lo scarico di navi gasiere di capacità massima di 125.000 m³.

Al fine di consentire l'arrivo di navi di tale stazza, si procederà alla realizzazione di una banchina di ormeggio (di lunghezza operativa di 435 m) in corrispondenza dell'attuale diga di sopraflutto che delimita l'ingresso del canale di accesso del Porto di Monfalcone, nonché delle strutture di ormeggio atte a garantire lo stazionamento, in condizioni di sicurezza, delle gasiere.

La piattaforma consentirà l'accosto di una nave gasiera per volta.

Il layout del sistema di ormeggio delle navi gasiere, con particolare riferimento a:

- posizione delle bitte di ormeggio e dei parabordi;
- forze massime trasmesse alla banchina in condizioni meteo estreme,

è stato condotto in accordo alle indicazioni riportate nelle linee guida emesse dall'OCIMF ed è stato oggetto di studio nel Documento No. 14-007-H9, (D'Appolonia 2014c).

L'accosto delle gasiere sarà costituito da una banchina che ospiterà tutte le attrezzature dedicate alle operazioni di scarico e tutte le attrezzature necessarie a garantirne l'operatività in completa sicurezza, quali impianti di rivelazione incendio e Emergency Shut Down System.

L'impianto per lo scarico del GNL da nave comprenderà le seguenti strutture ed apparecchiature principali:

- piattaforma di scarico GNL dotata di bracci di scarico, di ritorno vapori GNL, di tubazioni e dei sistemi necessari al funzionamento e controllo;
- attrezzature per l'ormeggio.

Sul molo di ormeggio delle navi gasiere saranno posizionate le seguenti apparecchiature e installazioni principali:

- tre bracci per lo scarico di GNL da nave gasiera e alimentazione dei serbatoi di stoccaggio GNL al terminale, (L-111/L-112/L-113) ogni braccio avrà un diametro 16 pollici, lunghezza 35 m circa;
- un braccio per il ritorno dei vapori da serbatoi di stoccaggio GNL a nave gasiera, (L-1110) il braccio avrà un diametro 16 pollici e lunghezza 35 m circa;
- un braccio di carico per carico GNL su navi gasiere, (L-114) il braccio avrà un diametro di diametro 8 pollici.

In considerazione del volume di approvvigionamento annuo di GNL previsto si stima il transito di 22 navi/anno.

Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le comunicazioni potrà iniziare la procedura di scarico del GNL con la connessione dei bracci di carico e le prove di tenuta. Le linee di trasferimento della nave e i bracci di carico saranno raffreddati con l'ausilio del GNL spinto dalle pompe della nave gasiera.

IL GNL dai serbatoi della nave gasiera sarà pompato nei due serbatoi criogenici a doppio contenimento totale a terra (T-211/T-221) mediante le pompe della nave. Le operazioni di scarico dovranno essere limitate ad un massimo di 15 ore.

Il trasferimento del GNL sarà effettuato mediante tre bracci di carico identici (L-111/L-112/L-113) per la fase liquida e un braccio per il trasferimento del vapore (L-110).

Il quarto braccio consentirà il ritorno del vapore prodotto verso i serbatoi della nave in fase di scarico.

Il pontile sarà dotato di un quinto braccio di carico (L-114), con capacità di trasferimento pari a 1000 m³/ora e avente le medesime caratteristiche dei precedenti in termini di sistemi di gestione e di sicurezza. Esso potrà essere utilizzato per operazioni di rifornimento di navi gasiere, caricate attraverso l'invio di GNL dai serbatoi a terra utilizzando in controflusso la linea di scarico da 36 pollici.

La portata di rifornimento sarà assicurata dal funzionamento di tutte le pompe di bassa pressione, installate su un serbatoio di stoccaggio GNL, la portata complessiva di tali pompe, pari a 1200 m³/ora, permette di trasferire il GNL alla banchina in parallelo con la produzione nominale di GN del Terminale.

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

Dai bracci di scarico il GNL sarà inviato ai serbatoi di stoccaggio mediante una linea del diametro di 36 pollici che confluirà in un collettore anch'esso da 36 pollici tramite il quale il GNL potrà accedere a uno o all'altro serbatoio di stoccaggio; normalmente entrambi i serbatoi saranno riempiti contemporaneamente allo scopo di migliorare la miscelazione del GNL all'interno di ciascuno di essi.

In parallelo alla linea da 36 pollici si prevede l'installazione di un'altra linea del diametro di 10 pollici che permetterà la circolazione del GNL tra la banchina e il terminale allo scopo di mantenere le linee a temperatura prossima a quella di lavoro tra una fase di scarico da nave gasiera e la successiva.

La circolazione di raffreddamento sarà resa possibile dalla linea di by-pass che collegherà il collettore di mandata delle pompe di bassa pressione con il collettore della linea principale di scarico nave.

Durante le fasi di produzione, attraverso l'allineamento di alcune valvole motorizzate sarà possibile assicurare il flusso di raffreddamento, mediante GNL estratto dalle pompe di rilancio dei serbatoi, che percorrendo la condotta principale di scarico da nave gasiera in controflusso raggiungerà l'area di banchina dove attraverso la condotta da 10 pollici ritornerà al terminale per poi essere inviata al ricondensatore (recondenser).

Dalla linea di ricircolo sarà possibile, mediante azionamento di una valvola di controllo, re-inviare il GNL liquido, utilizzato per il raffreddamento, alla linea di zero send-out e quindi ai due serbatoi criogenici.

Il mantenimento della tubazione fredda è necessario allo scopo di evitare che, nella fase iniziale dello scarico, si generi una quantità eccessiva di boil off gas che andrebbe poi ricondensato.

All'inizio delle operazioni di scarico nave i bracci di carico saranno raffreddati con il GNL, dopo un certo tempo necessario a far sì che la temperatura sia vicina a quella del GNL nei serbatoi (circa-160 °C), la portata di GNL sarà incrementata sino al valore massimo di 12.000 m³/ora.

Il gas fluirà attraverso la linea di ritorno vapore per differenza di pressione tra i serbatoi criogenici (250 mbarg) e i serbatoi della nave metaniera (100 mbarg), linea che fungerà da sistema di bilanciamento. Alla piattaforma di scarico è previsto un separatore di liquido sul molo (V-111) dotato di desurriscaldatore.

Durante lo scarico della nave il separatore dividerà gli eventuali liquidi trascinati dal gas di ritorno alla metaniera.

La temperatura del gas di ritorno sarà controllata e mantenuta a valori di set mediante iniezione di GNL nel gas di ritorno allo scopo di evitare l'introduzione di eccessive calorie nella metaniera.

Il flusso di GNL verso i serbatoi di stoccaggio sarà controllato attraverso valvole di regolazione posizionate sulle linee associate a ciascun braccio di carico. Il flusso di GNL percorrerà la linea principale da 36 pollici e la linea da 10 pollici di ricircolo sino ai serbatoi.

Quando si raggiungerà il quantitativo di scarico previsto l'operazione sarà terminata. I bracci saranno drenati parte nella gasiera e parte nel separatore liquido sul molo (V-111) mediante flussaggio azoto immesso nella parte alta dei bracci. I bracci saranno poi inertizzati e disconnessi dalla nave gasiera.

In caso di emergenza, sarà possibile drenare l'intero contenuto di un braccio all'interno del separatore di banchina, dimensionato per poter contenere la massima quantità di GNL separato dal flusso del desurriscaldatore più la quantità di GNL contenuta in un braccio.

Quindi potrà essere ripristinata la circolazione del GNL nella linea di scarico nave per la rimozione continua del calore in ingresso alla linea stessa e il mantenimento della temperatura a livello criogenico in attesa della nave successiva. Il flusso di GNL ricircolato sarà inviato al ricondensatore per evitare la generazione di ulteriore Boil-off Gas, BOG, nei serbatoi di stoccaggio, che potrebbe comportare un maggior utilizzo dei compressori del BOG con un conseguente aumento del consumo elettrico.

Tutti i drenaggi, gli scarichi delle valvole di protezione dall'espansione termica (TSV) e gli sfiati delle apparecchiature e linee di banchina saranno raccolti nel separatore di banchina, che sarà connesso attraverso la linea di ritorno del vapore al collettore del BOG e in caso di emergenza al sistema di torcia. Il liquido contenuto nel separatore sarà inviato alla linea di scarico per essere trasferito al ricondensatore o ai serbatoi di stoccaggio GNL.

1.B.1.2.4.2 Serbatoi di Stoccaggio del GNL

Lo stoccaggio del GNL sarà garantito da due serbatoi cilindrici orizzontali fuori terra ognuno del diametro circa 60 m, altezza della parte cilindrica del serbatoio di circa 30 m e altezza massima 36 m, denominati T-211 e T-221 a contenimento totale con capacità nominale di 85.000 m³ ciascuno, per una capacità complessiva di 170.000 m³.

Il serbatoio a contenimento totale garantisce, grazie alla presenza di due contenitori separati ed indipendenti, il totale contenimento di eventuali sversamenti liquidi senza rilasci nell'ambiente. Il serbatoio interno sarà un serbatoio metallico al 9% di nickel, il serbatoio esterno sarà un serbatoio in calcestruzzo armato pre-compresso

Il materiale isolante inserito tra il contenimento interno e quello esterno permette di ridurre lo scambio termico tra ambiente e GNL e limitare quindi la quantità di gas vaporizzato ("BOG" Boil-off Gas) a valori approssimativamente nell'ordine di $0,05 \div 0,075\%$ al giorno rispetto al contenuto del serbatoio completamente pieno.

I serbatoi hanno una pressione di progetto da -5 a 290 mbarg e una pressione operativa variabile tra 100 e 250 mbarg, la pressione operativa è normalmente controllata dal funzionamento selettivo dei compressori del BOG.

La dispersione termica massima giornaliera corrisponde ad una evaporazione dello 0,075% in volume del contenuto del serbatoio stesso convenzionalmente considerato pieno di metano liquido.

In caso di fuoriuscita dal contenimento primario, il contenimento esterno in cemento permette di trattenere il liquido criogenico mentre i vapori vengono rilasciati in modo controllato.

Tutte le connessioni e i bocchelli per la strumentazione per ragioni di sicurezza saranno ubicati sul tetto senza alcuna connessione laterale. I serbatoi saranno equipaggiati con un sistema che permetta la corretta distribuzione del liquido in ingresso per le operazioni di riempimento dall'alto e dal basso.

I serbatoi saranno completi di tutta la strumentazione necessaria a monitorarne in continuo il livello nonché il profilo di temperatura e di densità lungo l'altezza del serbatoio; questo per mantenere il controllo del profilo di temperatura e densità di GNL nel serbatoio ed evitare condizioni di basculamento del GNL al suo interno (roll-over).

Ogni serbatoio sarà dotato di valvole di sicurezza dimensionate allo scopo di gestire l'evento ed evitare eventuali danni all'integrità strutturale del serbatoio stesso.

Nonostante il serbatoio e tutte le tubazioni criogeniche siano adeguatamente isolate il serbatoio di stoccaggio GNL subiscono comunque un certo riscaldamento dovuto essenzialmente a:

- ambiente esterno;
- calore in ingresso dalle linee di scarico nave;
- calore generato dalle pompe di bassa pressione dei serbatoi;
- eventuale ingresso dovuto alla circolazione GNL di raffreddamento;

Il vapore generato a seguito di tali scambi termici, unitamente al vapore movimentato per effetto della variazione di livello del liquido nei serbatoi, sarà convogliato tramite un collettore da 30 pollici, comune ad entrambi i serbatoi, all'aspirazione dei compressori di gas di Boil Off (K-511/512/513), alla linea di ritorno vapore alla nave e al sistema di torcia.

Entrambi i serbatoi criogenici saranno completi di sistemi di protezione atti a prevenire:

1. sovrariempimento: attraverso il monitoraggio del livello, per tutta l'altezza di ciascun serbatoio, mediante strumentazione multipla e adeguatamente ridondata, che agirà

separatamente su gli elementi di controllo, quali valvole e pompe, connesso al sistema ESD 1 (fermata del sistema di scarico nave);

2. sovrappressione: i livelli di pressione all'interno dei serbatoi saranno normalmente gestiti dall'azione selettiva dei compressori del BOG. Nei casi in cui si verifichi un incremento della pressione dovuto a cause non legate al normale funzionamento e i soli compressori del BOG non siano sufficienti a gestire la pressione, ulteriori sistemi proteggeranno l'integrità dei serbatoi stessi.

Una prima protezione consisterà in un sistema di controllo di pressione che attraverso una valvola di regolazione invierà l'eccesso di gas prodotto al sistema di torcia. La successiva protezione sarà assicurata da un set di valvole di sicurezza (PSV) anch'esse collegate con il sistema di torcia per lo scarico dei gas.

In casi eccezionali l'ultimo sistema di difesa sarà costituito da una serie di valvole di sicurezza (PSV) installate su ciascun serbatoio con scarico diretto in atmosfera. I sistemi di protezione coprono una serie concomitante di eventi eccezionali tra i quali brusche riduzioni della pressione atmosferica e l'evento di roll-over nei serbatoi.

Stratificazione del GNL nei Serbatoi.

Allo scopo di ridurre la possibilità che un evento di roll-over possa verificarsi potrà essere possibile riempire i serbatoi sia dall'alto che dal basso ed effettuare una misurazione continua della densità e della temperatura del GNL lungo il serbatoio. Inoltre sarà possibile effettuare il mescolamento del contenuto dei serbatoi mediante ricircolo locale del GNL evitando così la stratificazione di prodotto.

Condizioni di Vuoto

Le condizioni di vuoto potranno essere prevenute attraverso la fermata dei compressori del BOG, e successivamente mediante l'iniezione nel collettore comune di adeguate quantità di gas prelevato dalla linea di send-out.

L'ultima protezione è realizzata dal ricircolo delle pompe di bassa pressione e dalle valvole rompi vuoto montate su ciascuno dei serbatoi

Inertizzazione della Intercapedine del Serbatoio

E' prevista l'iniezione di azoto all'interno delle intercapedini dei serbatoi così come sono previste linee per lo spurgo.

Sistema di Raffreddamento del Serbatoio di Stoccaggio GNL

Ogni serbatoio sarà dotato di un anello di distribuzione GNL necessario a consentire il raffreddamento iniziale prima dell'entrata in servizio del serbatoio o per realizzare le condizioni idonee prima dell'inizio delle operazioni di scarico nave.

Sistema di Pompaggio GNL

Il GNL contenuto nei serbatoi di stoccaggio sarà movimentato tramite pompe di bassa pressione (P-211/P-212/P-221/P-222), sono inoltre presenti due ulteriori pompe (P-213/P-223), una per ciascun serbatoio, che complessivamente permetteranno di svolgere sia le operazioni di produzione gas naturale che le operazioni di rifornimento GNL di navi cisterna, e in futuro di autocisterne e cisterne su rotaia.

Tali pompe sono di tipo verticale a motore immerso alloggiate all'interno dei serbatoi, ogni serbatoio sarà dotato di tre pompe, inserite nei serbatoi di stoccaggio dal tetto tramite appositi alloggiamenti di contenimento.

Alla base di ogni alloggiamento è posta una valvola di fondo, che all'inserimento della pompa, tramite il peso della stessa, ammette l'aspirazione del GNL. Viceversa nel caso di estrazione della pompa la valvola di fondo si chiude impedendo al GNL di entrare nell'alloggiamento.

Le pompe sono complete di dispositivo automatico di minima portata onde proteggere la macchina nel caso la richiesta della rete sia inferiore al minimo tecnico della pompa. Esse possono essere operate in ricircolo totale al 100% per miscelare il contenuto dei serbatoi qualora il profilo di densità e/o temperatura evidenziasse fenomeni di stratificazione.

Le pompe di bassa pressione hanno la funzione di pompare il GNL fuori dai serbatoi, alle successive fasi del processo alimentando il ricondensatore (V-301), principalmente attraverso la linea di circolazione, ricondensatore che a sua volta alimenta le pompe di Alta Pressione (P-311/P-321/P-323/P-324/P325).

Durante i periodi di fermata degli impianti le pompe di bassa pressione consentiranno la circolazione di GNL necessaria a tenere a temperatura criogenica tutte le parti del sistema non in esercizio.

1.B.1.2.4.3 Sistema di Recupero e Gestione dei Vapori di GNL

Durante le operazioni di scarico delle navi il livello nei serbatoi aumenta causando la riduzione del volume disponibile per i vapori, contemporaneamente il livello nei serbatoi della nave metaniera diminuisce di conseguenza comportando un aumento del volume disponibile per il vapore e una conseguente riduzione di pressione nei serbatoi della nave. Per prevenire la possibilità di eccessiva riduzione della pressione nei serbatoi della metaniera una parte dei vapori disponibili nei serbatoi a terra viene fatta fluire verso la nave, per semplice differenza di pressione, attraverso la linea di ritorno vapore da 24 pollici e il braccio di ritorno del vapore da 16 pollici (L-110).

Allo scopo di garantire che la temperatura del vapore in ingresso alla nave, principalmente all'inizio delle operazioni di scarico, non superi i livelli di accettabilità previsti (circa -140°C) evitando l'introduzione di quantità eccessive di calore all'interno dei serbatoi della nave il sistema è dotato sulla linea di ritorno vapore di un desurriscaldatore.

Il liquido eventualmente in eccesso è estratto dalla corrente di vapore nel separatore di banchina (V-111), che accoglierà anche i drenaggi delle linee e delle apparecchiature della medesima area.

Normalmente l'eccesso di BOG nei serbatoi è gestito attraverso i compressori del BOG e inviato al recondenser (V-301). I compressori del BOG sono elettrici del tipo volumetrico a pistoni e provvisti di un separatore (V-505) sull'aspirazione comune, per separare eventuali trascinalenti di liquido.

Sono previsti tre compressori del BOG ciascuno dimensionato per elaborare il 50% della portata massica nominale, due di essi opereranno contemporaneamente durante i periodi di massima produzione di BOG, previsto nelle fasi di scarico nave nelle condizioni di progetto, il terzo compressore sarà a disposizione come riserva.

I compressori potranno modulare la portata di BOG in ingresso attraverso la selezione di quattro intervalli di potenza, pari al 25%, 50%, 75%, 100% e demandando la regolazione fine, tra gli intervalli alla linea di ricircolo tra mandata e aspirazione.

Durante il funzionamento nominale del terminale, in assenza di operazioni di scarico nave, la quantità di BOG generata sarà inferiore alla capacità di un singolo compressore. In tali casi gli operatori potranno gestire le quantità di BOG da comprimere attraverso il funzionamento in continuo di un solo compressore a carico parziale o il funzionamento on/off di un compressore a pieno carico per periodi limitati di tempo.

E' prevista l'iniezione di GNL nel flusso di vapore, attraverso il desurriscaldatore (X-505) posto a monte del separatore (V-505), in aspirazione ai compressori del BOG, in modo da evitare l'ingresso di vapore a temperature troppo elevate nel recondenser.

Il liquido in eccesso raccolto nel separatore sarà re-inviato ai serbatoi criogenici.

Funzionamento Nominale

Nei periodi di sola produzione, assenza di operazioni di scarico nave, la generazione di BOG è parzialmente compensata dalla riduzione di livello di GNL all'interno dei serbatoi. La pressione è controllata dall'azione dei compressori del BOG e la quantità di vapore in eccesso è inviata al recondenser.

Funzionamento alla Minima Capacità.

Normalmente le caratteristiche di minima capacità del terminale sono correlate alla massima tra la minima portata di GNL che permetta la ricondensazione del BOG generato nel recondenser e la minima portata consentita da una delle pompe di alta pressione.

Il Terminale GNL di Monfalcone è dotato di un ulteriore grado di libertà nella gestione della capacità minima di produzione, la presenza di un sistema di compressione del gas ad alta pressione permetterà l'invio diretto del BOG alla linea di send-out, e quindi consentirà di ridurre la minima capacità d'impianto alla portata di gas minima elaborabile dal compressore Alta Pressione (K-401/K-402) eliminando la necessità di avere un flusso minimo di GNL nel recondenser.

Funzionamento in Assenza di Produzione

Il caso di fermata della produzione (caso denominato di "zero send-out") comporta l'assenza di GNL disponibile per la ricondensazione del BOG prodotto, con la conseguenza di un graduale aumento della pressione del vapore all'interno dei serbatoi e delle linee del BOG. Se tali condizioni permangono per lunghi periodi il BOG sarà scaricato nel sistema di torcia attraverso l'azione del sistema di controllo della pressione nel collettore del BOG. Tale eventualità, in conflitto con la filosofia della riduzione delle emissioni da torcia, è accettata esclusivamente in condizioni eccezionali, come un problema di ricezione del gasdotto di trasferimento o un prolungato black-out elettrico.

Il sistema di compressione può soddisfare tutte le richieste degli stoccaggi evitando il ricorso al rilascio in torcia di BOG; infatti ciò non è previsto in alcun caso di marcia normale dell'impianto.

1.B.1.2.4.4 Sistema di Ricondensazione GNL e Pompe ad Alta Pressione

Nel Ricondensatore (V-301) avviene la ricondensazione del BOG attraverso l'assorbimento del gas nel GNL pompato verso la rigassificazione.

Per favorire il maggior contatto possibile tra le due fasi, all'interno del recondenser è installato un letto a riempimento cilindrico in acciaio inossidabile racchiuso in un annulus.

Il BOG e il GNL entrano nella parte interna del letto e attraversando il letto a riempimento vengono in contatto permettendo così l'assorbimento del BOG.

Per il corretto funzionamento il Recondenser deve sempre essere alimentato una quantità sufficiente di GNL in modo da mantenere un battente di liquido necessario anche per garantire l'aspirazione alle pompe di Alta Pressione senza il rischio di cavitazione.

Il GNL in ingresso al recondenser viene suddiviso in due flussi: una parte è inviata nella sezione superiore di assorbimento del BOG, l'eccedenza è inviata nella sezione inferiore che ha la funzione di serbatoio di accumulo per le pompe alta pressione.

Il recondenser è dotato di una linea di by-pass utilizzata in caso di manutenzione o di condizione di zero send-out. Essa è dimensionata per una minima portata di GNL necessaria al raffreddamento delle linee a valle quando viene fermata la rigassificazione.

Le pompe alta pressione comprimono il GNL per inviarlo ai vaporizzatori; esse sono verticali di tipo "canned", multistadio e a motore sommerso, l'impianto sarà dotato di cinque pompe ognuna in grado di fornire il 25% della portata prevista. Le pompe saranno montate su supporti individuali e dotate di vent e di linee di minimo ricircolo verso il recondenser onde assicurare una marcia stabile per gli organi della macchina in qualsiasi condizione.

In condizioni di marcia normale saranno operative quattro pompe, una pompa sarà di riserva pronta a partire in caso di necessità; quest'ultima sarà tenuta fredda tramite un minimo flusso di GNL.

1.B.1.2.4.5 Vaporizzatori GNL

Il sistema di vaporizzazione dovrà essere in grado di fornire al GNL il calore necessario per permetterne la vaporizzazione e il riscaldamento sino alla temperatura minima di 5°C prevista per la consegna in rete del gas naturale.

In particolare il calore trasferito dovrà essere in grado di:

- riscaldare il GNL sino al punto di ebollizione alla pressione di alimentazione delle pompe;
- vaporizzare il fluido;
- riscaldare sino alla temperatura prevista per la trasmissione in rete.

L'installazione di un vaporizzatore a rack aperto ("ORV" Open Rack Vaporizers) risulta essere l'apparecchiatura più idonea a sfruttare le caratteristiche del sito, in particolare:

- vaporizzazione del GNL mediante l'utilizzo di acqua, la localizzazione del sito in un area portuale rende facilmente disponibile l'approvvigionamento di acqua di mare;
- nessuna emissione in atmosfera;
- manutenzione limitata a fermate con frequenza annuale, pulizia dei banchi, non presenta organi meccanici in movimento e quindi fenomeni di usura particolari.

L'impianto prevede l'installazione di due vaporizzatori, denominati E-411 e E-421, che avranno una taglia idonea alla produzione continuativa della portata nominale di gas naturale previsto e garantiranno un'ampia flessibilità potendo operare anche a carichi parziali variabili dal 50 al 100%.

I Vaporizzatori GNL (E-411/E-421) utilizzeranno quale fluido riscaldante parte dell'acqua di scarico dei condensatori di turbina della Cartiera Burgo che si trova nell'area.

Gli ORV sono sostanzialmente degli scambiatori di calore nei quali l'acqua viene fatta cadere per gravità sopra una serie di pannelli nei quali sono presenti tubazioni verticali contenenti il GNL che vaporizza fluendo in controcorrente entro tali tubazioni verticali.

L'acqua di vaporizzazione, spinta dalle pompe presenti all'interno della proprietà di cartiera, arriverà all'interno del perimetro del terminale dove sarà filtrata.

Dall'opera di presa l'acqua sarà distribuita dal collettore principale ad ogni pannello, scenderà da ogni pannello per gravità scambiando calore con il GNL e infine sarà raccolta in un bacino posto sotto i pannelli stessi per essere successivamente scaricata.

Dopo la vaporizzazione del GNL il Gas Naturale (GN) sarà inviato alla linea di send-out collegata con il gasdotto di trasferimento e successivamente in rete.

Sulla linea di send-out, a valle degli scarichi dei vaporizzatori e dei compressori alta pressione sono previste delle derivazioni per il prelievo di una parte di GN con lo scopo di alimentare la fiamma pilota del sistema di torcia e di proteggere i serbatoi GNL e il recondenser da possibili riduzioni eccessive di pressione (vacuum breaker).

1.B.1.2.4.6 Sistema di Erogazione Gas Naturale

Dopo la vaporizzazione del GNL e la compressione del BOG il GN viene inviato alla linea di send-out collegata con il metanodotto di collegamento alla rete di distribuzione regionale del gas naturale.

Sulla linea di send-out, a valle degli scarichi dei vaporizzatori e dei compressori HP sono previste delle derivazioni per il prelievo di una parte di GN con lo scopo di alimentare la fiamma pilota del sistema di torcia e di proteggere i serbatoi GNL e il recondenser da possibili riduzioni eccessive di pressione (vacuum breaker).

A valle delle derivazioni il GN viene misurato e analizzato a fini di processo, per stabilire le necessità o meno dell'aria di correzione.

Per far ciò è prevista una stazione di misura (Z-401) e un sistema di campionamento per l'analisi (Z-402).

Una coppia di valvole a chiusura rapida, operate direttamente dal GN, proteggerà il gasdotto di trasferimento da incrementi di pressione superiori a quella di progetto intercettando la linea di send-out.

La linea di send-out è predisposta con uno stacco per la futura connessione di una rete privata di trasporto GN.

Una misura di pressione, con logica 2 su 3, protegge il terminale in caso di superamento del set di alta pressione attivando il sistema di emergenza denominato ESD 2.

Prima del trasferimento del gas naturale all'interno del gasdotto SNAM Rete Gas, il gas attraverserà la stazione di misura fiscale (Z-403), che consiste in tre linee parallele 3 x 50%, di cui una in stand-by, ciascuna completa di filtri in ingresso, misuratori ad ultrasuoni e a

turbina posti in serie, e una coppia di gascromatografi per le analisi previste dal codice di rete.

1.B.1.2.4.7 Condotta di Invio/Trasporto Gas Naturale

Si prevede la progettazione di un metanodotto per la cessione del gas prodotto alla rete di trasporto regionale. La tubazione è progettata secondo quanto richiesto dal D.M. 17 Aprile 2008. La connessione partirà prevedibilmente in corrispondenza del confine Nord-Nord-Ovest dell'impianto di rigassificazione e si snoderà, per circa 6 km, indicativamente lungo il percorso definito durante la fase di studio di prefattibilità, ossia in parallelo rispetto all'attuale condotta SNAM di approvvigionamento delle utenze locali, fino al punto di consegna alla rete regionale.

Sarà prevista l'installazione di una cabina di misura fiscale prima del punto di cessione alla rete SNAM.

Nella seguente Tabella si riportano i dati tecnici del Metanodotto di collegamento.

Tabella 1: Caratteristiche Tecniche del Metanodotto di Collegamento

Parametro	Valore/Descrizione
Lunghezza totale del metanodotto	6.100 m circa
Diametro esterno del tubo di linea	DN 250
Classificazione del metanodotto	1 ^a specie
Pressione massima di esercizio	70 barg
Pressione minima di esercizio	50 barg
Pressione di progetto (DP)	80 barg
Portata del metanodotto	Circa 114.000 Sm ³ /ora
Gas vettoriato	gas naturale
Spessore linea	12,5 mm
Sovraspessore di corrosione (protezione passiva - polietilene)	3,00 mm
Protezione attiva	Protezione catodica a correnti impresse
Qualità del materiale	UNI EN 3183 – L450
Processo di fabbricazione del tubo	saldatura elettrica di testa
Caratteristiche meccaniche R _{tmin}	450 N/mm ²
Grado di utilizzazione	0,72

L'opera prevede anche la costruzione di due Punti di Intercettazione di Linea (PIL) in corrispondenza di un attraversamento ferroviario e di una stazione di regolazione e misura fiscale.

In accordo alla normativa vigente (DM 17 Aprile 2008), la condotta sarà sezionabile in tronchi mediante punti di intercettazione di linea (PIL): tali punti hanno la funzione di interrompere il flusso del gas.

Lungo lo sviluppo del tracciato in oggetto saranno installati due PIL in corrispondenza dell'attraversamento ferroviario, costituiti da tubazioni e da valvole di intercettazione sia interrate sia aeree e da apparecchiature per la protezione elettrica della condotta.

Le valvole di intercettazione di linea saranno motorizzate per mezzo di attuatori fuori terra e manovrabili a distanza mediante cavo di telecomando, interrato a fianco della condotta, e/o tramite ponti radio con possibilità di comando a distanza (telecontrollo) per un rapido intervento di chiusura.

I PIL saranno provvisti di aree recintate, a protezione delle aree classificate "pericolose" dalle norme in vigore.

1.B.1.2.4.8 Sistemi Ausiliari

1.B.1.2.4.8.1 Sistema di Raffreddamento

Il raffreddamento delle apparecchiature sarà realizzato attraverso un circuito chiuso di acqua additivata. Il sistema sarà costituito da:

- un serbatoio di espansione piezometrico;
- due pompe di circolazione (2 x 100%);
- un aerotermo;
- un riscaldatore elettrico per il riscaldamento dell'olio dei compressori del BOG durante l'avviamento.

Un sistema di controllo automatico permetterà di inviare il fluido vettore all'aerotermo o al riscaldatore.

Il circuito di raffreddamento alimenterà le seguenti apparecchiature:

- l'olio di lubrificazione dei Compressori di BOG;
- il sistema aria compressa per la correzione dell'indice di Wobbe;
- i coolers del compressore gas ad alta pressione.

1.B.1.2.4.8.2 Sistema Acqua di Mare

I quantitativi di acqua necessari al processo di rigassificazione (2.500 m³/ora) saranno forniti dalla cartiera di proprietà Burgo, attraverso la realizzazione di una condotta di approvvigionamento di lunghezza pari a circa 1,3 km che attraversa in subalveo il Canale Locovaz.

Lo stesso quantitativo d'acqua sarà scaricato nel canale Locavaz dopo il suo utilizzo: l'acqua scaricata non presenterà variazioni rilevanti delle proprie caratteristiche, ad eccezione di una variazione di temperatura pari a - 6 °C rispetto a quella in uscita dal ciclo termico Burgo.

L'acqua di mare sarà utilizzata anche come acqua antincendio.

1.B.1.2.4.8.3 Sistema Acqua Potabile

Per quanto riguarda gli usi civili, l'utilizzo di acque sanitarie in fase di esercizio è quantificabile in 85 litri/giorno per addetto: si stima che il consumo massimo di acqua potabile per usi civili in fase di esercizio sia pari a 2.550 litri/g, considerando la presenza media giornaliera in impianto di 30 addetti. I quantitativi necessari verranno approvvigionati al Terminale tramite autobotte.

1.B.1.2.4.8.4 Sistema Acqua Industriale

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

- le stazioni di lavaggio e flussaggio di manutenzione;
- il make-up del circuito chiuso di raffreddamento;
- l'irrigazione delle aree verdi.

L'alimentazione avverrà direttamente da uno spillamento, a valle dei vaporizzatori, di acqua industriale necessaria alle necessità di impianto. L'acqua, previo opportuno trattamento, sarà convogliata direttamente in un serbatoio di accumulo rivestito internamente. L'ingresso nel serbatoio sarà controllato automaticamente in modo che possa essere mantenuto il massimo livello operativo.

La capacità del serbatoio sarà pari a 400 m³ e alimenterà due pompe di circolazione (2 x 100%) per la distribuzione alle utenze con pressione di progetto pari a 6 barg e una portata massima di 25 m³/ora. Una pompa di circolazione sarà sempre in funzione per permettere il minimo ricircolo dell'anello di distribuzione.

Il serbatoio acqua industriale alimenterà una pompa Jockey il mantenimento della pressione dell'anello antincendio di impianto e una per il riempimento del circuito con acqua dolce. Le pompe avranno una portata rispettivamente di 30 m³/ora e 150 m³/ora e preleveranno l'acqua da bocchelli posti ad una quota inferiore rispetto ai bocchelli di aspirazione delle pompe di distribuzione acqua servizi in modo tale che sia garantito un volume minimo di acqua antincendio sempre disponibile.

1.B.1.2.4.8.5 Rete Acqua Antincendio

La rete acqua antincendio sarà mantenuta in pressione con acqua industriale in caso di emergenza e di attivazione degli impianti antincendio, questi saranno alimentati da acqua di mare alimentata da una stazione di pompaggio primaria ubicata nell'area del pontile. L'impianto antincendio è descritto al Paragrafo 1.D.1.10.1.

1.B.1.2.4.8.6 Rete Azoto

L'azoto gassoso sarà utilizzato per l'inertizzazione, il flussaggio delle linee, la verifica delle tenute e per la rilevazione della presenza di idrocarburi.

Il terminale sarà dotato di un sistema di stoccaggio di azoto liquido, di vaporizzazione e distribuzione dell'azoto gassoso al 99% di purezza per l'inertizzazione ed il flussaggio delle apparecchiature e delle linee di impianto e di banchina.

L'azoto liquido sarà contenuto entro due serbatoi criogenici alla pressione di 4 barg con capacità di 50 m³ ciascuno e rifornito mediante autocisterne.

La produzione di azoto gassoso sarà garantita dalla vaporizzazione naturale all'interno del serbatoio e da due vaporizzatori ad aria (2 x100%) con capacità di picco pari a 1000 Nm³/ora, sarà prevista l'installazione di un riscaldatore elettrico per garantire il riscaldamento del gas sino alla temperatura ambiente.

L'azoto gassoso sarà distribuito alle seguenti utenze:

- bracci di carico;
- collettore di torcia e KO drum;
- prevenzione del vuoto nei serbatoi GNL;
- ventilazione intercapedine dei serbatoi GNL;
- pompe GNL di bassa e di alta pressione;
- recondenser
- compressori del BOG;
- compressori ad alta pressione;
- tenute;
- manichette di servizio.

1.B.1.2.4.8.7 Rete Aria Strumenti e di Processo

L'aria strumenti e servizi sarà prodotta da due compressori di cui uno in funzione e l'altro in stand by, in caso di incremento di richiesta entrambi i compressori potranno operare simultaneamente. Ciascun compressore sarà progettato per la produzione di 1000 Nm³/ora a 8 barg e sarà dotato di filtro in aspirazione e di una batteria di scambio per il raffreddamento dell'aria. L'aria prodotta sarà inviata ad un serbatoio di accumulo e successivamente destinata in parte agli utilizzi di impianto come aria servizi e in parte agli essiccatori e al relativo serbatoio di accumulo come aria strumenti per il comando degli organi pneumatici.

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

L'essiccamento dell'aria sarà realizzata da due unità in parallelo e in grado di produrre aria con punto di rugiada di - 40°C alla pressione atmosferica. La capacità di ciascun essiccatore sarà pari a 400 Nm³/ora.

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

Sono previsti due serbatoi di accumulo rispettivamente per l'aria servizi e per l'aria strumenti. I serbatoi saranno del tipo verticale e realizzati in acciaio al carbonio.

Entrambi i serbatoi aria strumenti e aria servizi saranno dimensionati per garantire un autonomia di 15 minuti alle condizioni di funzionamento nominale tra la pressione di 8 e 4,5 barg.

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

- Edificio Officina e Manutenzione;

- Sistema Antincendio;
- Diesel di Emergenza;
- Serbatoi di Stoccaggio GNL;
- Sistema Torcia;
- Pompe Alta Pressione;
- Recondenser;
- Banchina;
- Unità di controllo idraulica dei bracci di carico.

1.B.1.2.4.8.8 Fiaccola o Torcia di Emergenza

Il terminale, durante il funzionamento normale, permette di recuperare il BOG prodotto, secondo la filosofia della riduzione delle emissioni da torcia, inviandolo ai serbatoi di stoccaggio, al recondenser o ai compressori alta pressione per l'immissione nella linea di invio gas (sendout).

Il sistema torcia è previsto per raccogliere e smaltire in sicurezza gli scarichi provenienti dalle linee di spurgo, dalle valvole limitatrici di pressione e le valvole di protezione termica.

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

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

Il sistema è composto da:

- un collettore di bassa pressione che raccoglie gli scarichi provenienti dalle apparecchiature a monte delle pompe di alta pressione;
- un collettore di alta pressione destinato a raccogliere gli scarichi delle apparecchiature a valle delle pompe di alta pressione;
- un sistema di drenaggio per la raccolta dei drenaggi provenienti dall'impianto e dalle valvole di protezione termica;
- una fiaccola o torcia e un ko drum per la raccolta dell'eventuale frazione liquida presente.

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

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

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

- scarichi provenienti dalle valvole limitatrici di pressione (Pressure Safety Valve, PSV) e di protezione termica (Thermal Safety Valve, TSV);
- eccesso di BOG in caso di alta pressione nei serbatoi del GNL;
- sistema di sicurezza limitatore della pressione del gas nel punto di connessione al gasdotto di trasferimento.

Il sistema torcia consente lo smaltimento in sicurezza degli scarichi occasionali discontinui di gas sia allo stato liquido che gassoso, come ad esempio il caso di blocco improvviso dell'erogazione del gas per anomalie della rete di trasporto regionale o in caso di emergenza per mancanza di energia elettrica dalla rete esterna.

Il sistema è concepito seguendo i criteri di seguito elencati:

- le valvole di sicurezza e gli spurghi di bassa pressione delle linee contenenti gas scaricano nel collettore di torcia a bassa pressione;
- le valvole di sicurezza di bassa pressione delle linee e delle apparecchiature contenenti liquido scaricano nel collettore del di torcia a bassa pressione;
- tutti i drenaggi e le TSV scaricano nel collettore di raccolta a bassa pressione;
- un secondo set di valvole di sicurezza dei serbatoi GNL scaricano direttamente in atmosfera in zona sicura;
- i drenaggi, le valvole di sicurezza e le TSV dell'area di banchina scaricano all'interno del separatore di banchina (V-111);
- le valvole di sicurezza dei vaporizzatori, dei compressori HP e della stazione di misura scaricano nel collettore di alta pressione e quindi in torcia.

Il dimensionamento della torcia è eseguito sul maggiore dei rilasci conseguenti ad uno dei possibili eventi tra:

- rilascio nominale più lo scarico delle valvole di sicurezza di uno dei serbatoi GNL;
- rilascio nominale più lo scarico delle valvole di sicurezza di uno dei vaporizzatori.

La verifica del dimensionamento della torcia, al fine di garantire adeguati livelli di irraggiamento al suolo, è riportata in Allegato 1.D.1.11.

Il collettore di scarico in torcia a bassa pressione (Low Pressure, LP) è collegato, attraverso una valvola di regolazione, al collettore del BOG, alla linea di ritorno del vapore e ai serbatoi GNL. Tale valvola è normalmente chiusa in fase di normale operatività dell'impianto, e apre in caso di incremento della pressione del vapore nel collettore, permettendo il rilascio del gas in torcia.

Nel collettore di bassa pressione (Low Pressure, LP) scaricano tutte le linee di vent e le valvole di sicurezza a bassa pressione.

Il collettore di alta pressione (High Pressure, HP) raccoglie gli scarichi delle linee e delle valvole di sicurezza ad alta pressione e le invia al collettore di bassa pressione e quindi al separatore (knock-out drum) (V-592) dove la fase gassosa viene separata da quella liquida eventualmente presente prima dello scarico in torcia (Y-591).

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

E' presente un sistema di drenaggio per la raccolta degli scarichi delle valvole di protezione termica (TSV) composto da un collettore e un serbatoio di raccolta (V-591). Il sistema è connesso al collettore del BOG per permettere il recupero del prodotto.

Normalmente la fiamma pilota del sistema fiaccola sarà mantenuta spenta in modo da ridurre le emissioni di CO₂, un flusso continuo di azoto garantirà l'inertizzazione dei collettori e un livello di pressione positivo eviterà il trafilamento di aria al loro interno. Nei casi in cui si manifesti uno scarico improvviso, il sistema elettronico provvederà all'accensione non

appena sia rilevata la presenza di gas infiammabili. Il gas di alimentazione della fiamma pilota è estratto dalla linea di send-out del terminale a monte della stazione di misura.

In caso di mancato funzionamento del sistema di accensione la torcia potrà operare come camino freddo per la dispersione dei gas in atmosfera.

Al sistema di torcia sono collegate diverse linee e valvole, dettagliate nel seguito:

- le valvole di controllo pressione dei serbatoi GNL. La pressione nel serbatoi di stoccaggio GNL è controllata dai compressori di BOG (K-511/521/531) che comprimono il BOG e lo inviano al ricondensatore (V-301) dove viene liquefatto e quindi recuperato nel GNL alimentato alle Pompe ad Alta Pressione. Nel caso in cui la capacità del recondenser non sia sufficiente alla condensazione di tutto il BOG prodotto, come nel caso di produzione gas naturale e contemporaneo scarico di una gasiera, parte del BOG è inviato ai compressori di alta pressione che ne permettono l'invio diretto al sistema di invio gas naturale alla rete. Qualora si verificasse una anomalia dei compressori di alta pressione e l'azione dei compressori BOG e del recondenser non fosse sufficiente per mantenere la pressione degli stoccaggi al suo valore normale, una valvola di controllo si aprirà per permettere il rilascio del BOG in eccesso al sistema di torcia che provvederà al suo smaltimento. I principali casi straordinari di emissione attraverso la torcia sono limitati all'erogazione nulla alla rete gas e al black-out elettrico. In tali casi, non avendo flusso di GNL al recondenser, non è possibile recuperare il BOG nel processo e quindi diviene necessario rimuoverlo dall'impianto tramite la torcia;
- le valvole di sicurezza dei serbatoi GNL;
- tutte le altre valvole di sicurezza dell'impianto, ovvero principalmente quelle sul recondenser (V-301), sulle Pompe Alta Pressione (P-311/321/331/341/351), dei Vaporizzatori (E-411/421), del Separatore di aspirazione compressore BOG (V-501) e dei Compressori BOG (K-511/521/531). Ognuna di queste valvole di sicurezza sarà collegata al collettore di alta o di bassa pressione;
- tutte le valvole di protezione termica del terminale.

1.B.1.2.4.8.9 Stoccaggio e Distribuzione Gasolio

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

Il sistema prevedrà l'installazione di:

- un serbatoio in acciaio al carbonio di capacità 25 m³ in grado di garantire un'autonomia del generatore di emergenza di almeno 48 ore. Il generatore di emergenza dovrà erogare una potenza di 600 kW alla tensione di 400 V e permettere il funzionamento sicuro dell'impianto alimentando le pompe di bassa pressione, i riscaldatori alla base dei serbatoi e i compressori aria compressa strumenti;
- un serbatoio in acciaio al carbonio di capacità 2.5 m³ in grado di garantire un'autonomia della pompa diesel antincendio di almeno 48 ore.

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

1.B.1.2.4.8.10 Generatore Elettrico di Emergenza

Al terminale saranno installati due generatori elettrici di emergenza diesel. Uno sarà installato nell'area del terminale GNL ed avrà una potenza di circa 425 kW, il secondo sarà installato alla banchina ed avrà una potenza di circa 42 kW. I generatori saranno installati secondo quanto richiesto dal Decreto Ministeriale 22 Ottobre 2007.

1.B.1.2.4.8.11 Trattamento Effluenti

Le emissioni esterne legate ai cicli tecnologici sono costituite essenzialmente dalle acque di scarico in uscita dal processo di rigassificazione.

Le analisi degli effluenti faranno parte del normale funzionamento del Terminale, considerato che deviazioni o superamenti dei valori standard possono essere imputabili a funzionamenti anomali e/o guasti dei macchinari o da modificazioni di parametri attesi.

L'acqua impiegata per il processo di rigassificazione sarà reimpressa nel canale Locavaz con caratteristiche conformi ai limiti di accettabilità previsti dalla normativa vigente. Il rispetto delle prescrizioni normative verrà tenuto sotto controllo attraverso il monitoraggio allo scarico, prima della sua immissione a mare.

In particolare, si prevede di effettuare misure in continuo per i seguenti parametri:

- portata allo scarico;
- temperatura, pH.

In considerazione del fatto che nell'opera di scarico finale nel Canale Locavaz saranno fatte confluire le acque di rigassificazione, le acque di prima pioggia a valle del trattamento e le acque di seconda pioggia, le misure di cui sopra verranno eseguite a monte della suddetta confluenza. Saranno inoltre predisposte idonee prese campione ai tre scarichi parziali per analisi periodiche di eventuali altre sostanze specifiche il cui monitoraggio risultasse significativo.

Non è previsto alcuno scarico a mare di rifiuti in forma solida o liquida, che saranno smaltiti secondo le indicazioni della normativa vigente.

1.B.1.2.4.8.12 Impianti Elettrici

Descrizione Generale del Sistema di Approvvigionamento Energia Elettrica

L'energia elettrica per il funzionamento dell'impianto verrà prelevata dalla rete esterna in media tensione 20 KV esistente attraverso un allacciamento in cavo. La cabina di consegna dell'alimentazione MT sarà realizzata in area dedicata confinante con l'impianto di rigassificazione ancora da definire.

Sistema di Distribuzione Energia Elettrica dell'Impianto

Il sistema elettrico dell'impianto consisterà di sistemi di media e bassa tensione concepiti per soddisfare i criteri precisati di seguito (si veda lo schema elettrico unifilare Doc. No. 14-007-ELE-D-002, Allegato 1.B.1.2.4.8.12)

L'alimentazione elettrica sarà effettuata attraverso un collegamento alla rete a media tensione 20 kV. Il sistema prevede la realizzazione di una cabina elettrica principale, una cabina di distribuzione a media tensione (MT), una cabina elettrica di bassa tensione (BT), cabina elettrica per la distribuzione della bassa tensione alla piattaforma di scarico GNL.

Cabina Elettrica Principale

E' prevista una Cabina Elettrica Principale per la distribuzione MT/BT configurata come segue:

- Distribuzione MT (6kV): tale cabina di distribuzione comprende un trasformatore 20/6 kV alimentato dall'arrivo dell'ente fornitore di energia elettrica e un quadro MT. Dal quadro MT sopra citato saranno alimentati i motori MT.

Il trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei sistemi di bassa tensione normali e di emergenza ospitati nella cabina principale.

La partenza per il trasformatore MT/BT sarà ospitata nella Cabina Elettrica del pontile.

Distribuzione BT (0,4kV). Tale cabina di distribuzione comprenderà:

- Quadro principale di Bassa Tensione (Power Center)

Il quadro principale di bassa tensione alimentato attraverso due arrivi , uno normale a mezzo trasformatore MT/BT 6/0,4 kV ed uno di emergenza dal generatore diesel a 0,4kV. Il quadro principale di bassa tensione è costituito da due sbarre A e B separate da un congiuntore, normalmente chiuso, provvisto di commutazione automatica per l'alimentazione dei carichi normali e di emergenza. Dal quadro principale di bassa tensione sono alimentati:

- i motori di bassa tensione dell'impianto di processo;
- i MCC relativi ai motori di taglia più piccola;
- i servizi ausiliari della cabina elettrica principale;
- i sottoquadri dei sistemi per l'illuminazione, prese e HVAC;
- i sistemi di continuità statici e relative batterie;
- il carica batterie per la corrente continua e relative batterie.

Cabina Elettrica Pontile per la Distribuzione BT

Tale cabina sarà configurata come segue:

- un trasformatore MT/BT per la distribuzione a bassa tensione 400V;
- il quadro principale di bassa tensione di tipo Power Center e Motor Control Center per l'alimentazione dei sistemi elettrici annessi al pontile;
- i sistemi di continuità statici e relative batterie;
- il carica batterie per la corrente continua e relative batterie.

Impianto di Illuminazione

Per gli impianti d'illuminazione del terminale saranno osservati i livelli di illuminamento imposti dalle norme e comunque non inferiori ai seguenti:

AREA	Livello Illuminamento (Lux)
Area generale all'aperto	20
Camminamenti	50

AREA	Livello Illuminamento (Lux)
Area pompe/apparecchiature	100
Piattaforme di esercizio	150
Scale	100
Sala compressori	250
Sala controllo regolabile	500
Luce strade	10
Ormeggi	100
Area serbatoi	30
Spogliatoi servizi	150
Cabine elettriche	400
Mensa	300-500
Magazzino/officina	200 /300 - 600
Barriera di ingresso	50
Stazione misura gas	350
Laboratorio	600

Saranno realizzati tre sistemi di illuminazione:

- sistema normale: con alimentazione dalla rete normalmente in servizio;
- sistema di emergenza (comprendente circa il 30% di tutto l'impianto di illuminazione esterno, le cabine elettriche e la sala controllo, ed edifici particolari): con alimentazione da sezioni di sbarre alimentate da diesel di emergenza;
- sistema di sicurezza (vie di fuga e punti critici dell'impianto e degli edifici): costituito da corpi illuminati dotati di batteria incorporata.

L'illuminazione sarà generalmente realizzata con corpi illuminanti a lampade fluorescenti (230 V – 50 Hz). Le zone serbatoi verranno illuminate con torri metalliche dotate di proiettori con lampade a vapori di sodio .

L'illuminazione delle strade e della recinzione sarà prevista con pali metallici ed apparecchi illuminanti con lampade a vapori di sodio.

I materiali del sistema di illuminazione saranno scelti in conformità alle norme ed alla classificazione delle zone con pericolo di deflagrazione.

Particolari tecniche di illuminazione potranno essere adottate per mitigare l'impatto visivo notturno dell'impianto.

1.B.1.2.4.8.12 Sistema di Controllo del Terminale

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

Nello specifico consentirà quanto segue:

- l'integrazione del Controllo di Processo, ESD e interfaccia con i sistemi packages di impianti aventi un proprio PLC di controllo
- la registrazione dei dati, l'archiviazione dei dati su un PC per un minimo tempo da definire;
- di mettere a disposizione dell'operatore informazioni grafiche comprendendo tabelle numeriche, dati numerici, allarmi visivi e sonori;
- di stampare i riepiloghi di allarmi e dati;
- di incorporare sistemi di diagnostica e sistemi di allarme;
- di monitorare guasti;
- di gestire ed elaborare dati attraverso l'attuazione delle logiche funzionali quali calcoli, algoritmi e sequenze operative, che permettano di esercire l'impianto da sala controllo.

Il sistema DCS sarà costituito da :

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

Il sistema di automazione sarà sviluppata utilizzando un bus di campo del tipo Profibus.

Tramite il bus di campo saranno collegati al sistema i singoli PLC, moduli I/O i quadri di comando motori a media e bassa tensione.

La strumentazione di analisi e misura, le valvole automatizzate (pneumatiche e motorizzate) saranno connesse ad unità di controllo mediante tecnologia tradizionale senza l'impiego di bus di campo.

La rete nella sala di controllo sarà realizzata mediante l'impiego di reti di tipo ETHERNET.

Sarà possibile collegare le reti sala di controllo e i sistemi package con una rete a fibra ottica qualora sia necessario.

1.B.1.2.5 Capacità Produttiva dell'Impianto

La capacità di stoccaggio massima nominale sarà pari a 170.000 m³, in modo da garantire un'adeguata autonomia di funzionamento e la gestione ottimale delle frequenze di scarico del prodotto.

La quantità autorizzata di gas naturale immessa nella rete di trasporto regionale sarà pari a circa 800 milioni di Sm³/anno di gas naturale all'anno.

1.B.1.2.6 Informazioni Relative alle Sostanze Riportate nell'Allegato I del D.L.vo 334/99 e s.m.i.

1.B.1.2.6.1 Dati ed Informazioni Relative alla Sostanza Movimentata

Tra le sostanze riportate in Allegato I del D.L.vo 334/99, e successive modificazioni, quelle presenti nell'impianto sono listate in Sezione 1.B.1.2.1.

In Allegato 1.B.1.2.6.1 al presente Rapporto è riportata la "Scheda di Sicurezza" del gas naturale, disponibile allo stato del progetto.

Il GNL ricevuto è una miscela di metano e piccole quantità di altri idrocarburi leggeri che può variare entro limiti definiti, a seconda della provenienza del gas. L'acquisto del GNL includerà prevalentemente i seguenti mercati di approvvigionamento:

- Qatar,
- Egitto,
- Nigeria,
- Iran,
- Algeria;
- Stati Uniti d'America;
- Mozambico;
- Norvegia;
- Israele.

Saranno assunte le seguenti composizioni di riferimento del GNL che verrà vaporizzato e immesso in rete: leggero (minimo peso molecolare) e pesante (massimo peso molecolare). La tabella seguente riporta le caratteristiche e la composizione per i due casi.

Tabella 2: Composizioni Molari del GNL, Potere Calorifico Inferiore e Densità del Liquido

Componente	Unità di Misura	GNL Leggero	GNL Pesante
Metano	% vol	98,54	87,51
Etano	% vol	1,17	7,53
Propano	% vol	0,1	3,03
i-Butano	% vol	0,01	0,77
n-Butano	% vol	0,01	0,76
Pentani (C5+)	% vol	0,05	0,05
Azoto	% vol	0,12	0,35
Ossigeno	% vol	0	0
Acqua	% vol	0	0
Peso molecolare	kg/kmol	16,29	18,66
PCI	MJ/kg	49,91	49,03
Densità liquido	kg/m3	427	471

I valori riportati sono stati utilizzati per valutare le portate massiche di gas prodotto nell'intero intervallo di composizione tra GNL leggero e pesante, e coprire l'intervallo del contenuto di azoto, del potere calorifico e della densità.

1.B.1.2.6.2 Fasi delle Attività in cui interviene la Sostanza Movimentata

Il gas naturale viene movimentato e stoccato allo stato liquido, vaporizzato ed inviato alla rete di distribuzione metano gassoso.

Il gasolio viene utilizzato per l'alimentazione del generatore di emergenza e delle pompe di emergenza antincendio.

L'azoto è utilizzato per lo spiazzamento dell'inertizzazione di alcune componenti e tubazioni.

1.B.1.2.6.3 Quantità Effettiva Massima prevista

La quantità effettiva massima presente delle sostanze rientranti nell'Allegato I (parte 1 e/o 2) del D.L.vo 334/99 (modificato da D.L. 238/05 e D.L.vo 48/14) è riportata nelle tabelle seguenti:

Tabella 3: Valori Soglia e Quantitativi Sostanze Secondo Allegato I - Parte 1 D. L.vo 334/99, 238/05 e 48/14

SOSTANZA	D. Lgs. 238/05 Soglia Art. 8 (ton)	Quantità presenti (t)			Note
		Totale	Stoccaggio	Impianto	
ALLEGATO I - PARTE 1					
Gas liquefatti estremamente infiammabili e gas naturale	200	80476	80070	406	
Gas Naturale liquefatto		80456			
Prodotti Petroliferi c) gasoli	25000	27,5 ^(*)			
ALLEGATO I - PARTE 2					
6. Infiammabili	50000				
Gasolio		27,5 ^(*)			

(*) il valore riportato è stimato in maniera cautelativa

Tabella 4: Valori Soglia e Quantitativi Sostanze Secondo Allegato I - Parte 2. D. L.vo 334/99, 238/05 e 48/14

SOSTANZA	D. L.vo 334/99 e 238/05 Quantità Soglia Art. 6 e 7 (t)	D. L.vo 334/99 e 238/05 Quantità Soglia Art. 8 (t)	Quantità Totale che si Prevede Presente in Centrale (t)	Note
1. MOLTO TOSSICHE	5	20	---	
2. TOSSICHE	50	200	---	
3. COMBURENTI	50	200	---	

SOSTANZA	D. L.vo 334/99 e 238/05 Quantità Soglia Art. 6 e 7 (t)	D. L.vo 334/99 e 238/05 Quantità Soglia Art. 8 (t)	Quantità Totale che si Prevede Presente in Centrale (t)	Note
4. ESPLOSIVE	50	200	---	
5. ESPLOSIVE – R2 R3	10	50	---	
6. INFIAMMABILI – R10	5000	50000	27,5	Gasolio per Diesel di Emergenza
7a. FACILMENTE INFIAMMABILI	50	200	---	
7b. LIQUIDI FACILMENTE INFIAMMABILI - R11	5000	50000		
8. ESTREMAMENTE INFIAMMABILI - R12	10	50	80476	Gas naturale presente nei serbatoi di stoccaggio 80070 t; nelle tubazioni e apparecchiature del terminale 406 t.
9.-II SOSTANZE PERICOLOSE PER L'AMBIENTE				
i) R50 molto tossico per gli organismi acquatici (compresa la frase R50/53)	100	200	--	
ii) R51/53 tossico per organismi acquatici può causare effetti negativi a lungo termine per l'ambiente acquatico	200	500	27,5	Gasolio.
10- ALTRE CATEGORIE				
i) R14 reagisce violentemente a contatto con l'acqua compreso (R15)	100	200	--	--
i) R29 libera gas tossici a contatto con l'acqua	50	200	--	

Le quantità di GNL è stata stimata considerando la densità pari a 471 kg/m^3 , relativa al GNL pesante indicato in Tabella 2 al Paragrafo 1.B.1.2.6.1.

1.B.1.2.6.4 Comportamento Chimico e/o Fisico nelle Condizioni Normali

In condizioni operative normali il GNL e il Gas Naturale non presentano fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali.

Il GNL, essendo gas liquefatto, durante la movimentazione e lo stoccaggio tende ad evaporare, portandosi allo stato gassoso.

Il progetto dell'impianto considera tale caratteristica e prevede sistemi di recupero del gas evaporato e sistemi di protezione da eventuali sovrappressioni dimensionati adeguatamente.

1.B.1.2.6.5 Sostanze che possono originarsi a Causa di Anomalie di Esercizio

Nel Terminale non sono effettuati processi chimici ma unicamente operazioni di scarico da nave gasiera, stoccaggio del GNL liquido, evaporazione controllata del GNL mediante evaporatori ad acqua di mare, quindi invio del gas mediante gasdotto alla rete di distribuzione.

Tutte le unità saranno progettate in modo che in caso di anomalie dei parametri di processo il sistema e le logiche di controllo effettuino le azioni necessarie a portare le stesse unità in condizioni di sicurezza.

In caso di anomalia di processo il GNL e il Gas Naturale non possono dare origine, per modificazione o trasformazione propria, a sostanze diverse da quelle normalmente presenti in impianto.

1.B.1.2.6.6 Sostanze Incompatibili

Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti ed è incompatibile con alogeni, sostanze ossidanti e combustibili.

Nell'impianto non sono presenti sostanze tra loro incompatibili sia nelle normali condizioni operative sia nelle situazioni anomale ragionevolmente ipotizzabili.

1.B.1.3 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE

1.B.1.3.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame

Il metodo ad indici è stato elaborato tenendo conto delle indicazioni riportate sul documento pubblicato dall'Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza sul Lavoro "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali" (Binetti et al., 1990) e dalle indicazioni riportate sul DPCM 31/03/1989.

L'assegnazione delle categorie per gli indici di rischio delle unità è stata effettuata secondo quanto indicato al Capitolo 7, "Calcolo degli Indici" riportato nel "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali" (Binetti et al., 1990).

La suddivisione in unità è stata condotta conformemente a quanto previsto al punto 2.1 dell'Allegato II al DPCM 31/03/1989.

In particolare, si definisce unità una parte fisica dell'impianto che si distingue dalle altre in base all'operazione unitaria condotta (ad esempio stoccaggio, evaporazione ecc.), in base alla natura delle sostanze presenti o alle condizioni operative.

Per la revisione dei parametri si è proceduto ad una valutazione del valore da inserire sia nel calcolo del fattore di penalità che nel calcolo del fattore compensativo, in base alle informazioni relative al progetto dell'impianto.

L'impianto è composto dalle seguenti unità logiche:

- Unità 1: Bracci di Scarico GNL e Banchina;
- Unità 2: Condotta di trasferimento da banchina a limite di impianto;
- Unità 3: Serbatoi di Stoccaggio GNL e Pompe di Bassa Pressione;
- Unità 4: Recondenser;
- Unità 5: Pompe di Rilancio AP;
- Unità 6: Sistema di Vaporizzazione (ORVs);
- Unità 7: Sistema di Compressione BOG;
- Unità 8: Compressori Alta Pressione;
- Unità 9: Sistema di Misura Fiscale;
- Unità 10: Sistema di Ritorno Vapori;
- Unità 11: Torcia.

Il dettaglio della analisi ad indici, effettuato per tutte le unità sopraelencate, è presentato in Appendice A del presente rapporto.

Nel seguito si riporta la tabella conclusiva che riassume le risultanze dell'applicazione del metodo ad indici per le unità sopra identificate.

Tabella 5: Riepilogo Indici di Rischio Compensati

UNITÀ	INDICI COMPENSATI									
	F'		C'		A'		G'		T'	
Unità 1: Bracci di Scarico GNL e Banchina	1,45	lieve	0,30	lieve	77,64	moderato	387,49	moderato	0,10	lieve
Unità 2: Condotta di trasferimento da banchina a limite di impianto	0,11	lieve	0,26	lieve	2,21	lieve	9,19	lieve	0,10	lieve
Unità 3: Sebatoi di Stoccaggio GNL e Pompe di Bassa Pressione	1,55	lieve	0,24	lieve	21,07	basso	116,45	moderato	0,10	lieve
Unità 4: Recondenser	0,29	lieve	0,26	lieve	5,80	lieve	7,52	lieve	0,10	lieve
Unità 5: Pompe di Rilancio AP	0,00	lieve	0,36	lieve	11,62	basso	2,41	lieve	0,10	lieve
Unità 6: Sistema di Vaporizzazione (ORVs)	0,02	lieve	0,32	lieve	4,14	lieve	2,76	lieve	0,10	lieve
Unità 7: Sistema di Compressione BOG	0,00	lieve	0,26	lieve	0,12	lieve	0,37	lieve	0,10	lieve
Unità 8: Compressori Alta Pressione	0,00	lieve	0,32	lieve	0,00	lieve	0,42	lieve	0,10	lieve
Unità 9: Sistema di Misura Fiscale	0,00	lieve	0,28	lieve	0,00	lieve	0,52	lieve	0,10	lieve
Unità 10: Sistema di Ritorno Vapori	0,00	lieve	0,20	lieve	0,01	lieve	0,34	lieve	0,10	lieve
Unità 11: Torcia	0,00	lieve	0,16	lieve	1,01	lieve	0,20	lieve	0,10	lieve

I cinque indici riportati nella tabella riassuntiva sono relativi a:

- indice di incendio **F**: determinato in base all'entità di sostanze infiammabili presenti nell'unità, al loro potenziale di rilascio d'energia e all'area sulla quale insiste l'unità;
- indice di esplosione confinata **C**: fornisce una misura del potenziale di esplosione all'interno dell'unità;
- indice di esplosione in aria **A**: determinato in base alla quantità di sostanza presente e il suo calore di combustione, la verosimiglianza di un rilascio, il tasso e la quota del rilascio stesso, nonché infine le caratteristiche di miscelazione del gas;
- indice di rischio generale **G**: ottenuto con una combinazione degli indici sopra descritti e del carico di incendio **F**;
- indice di rischio tossico **T**: determinato in base alle caratteristiche chimico-fisiche, tossicologiche, ecotossicologiche, di bioconcentrazione, di pluralità esposizione diretta, di diffusione ambientale e di persistenza.

Dall'analisi degli indici di rischio generale compensato emergono due unità con indice Moderato. Le altre presentano indice di rischio generale compensato Lieve.

1.C.1 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

1.C.1.1 SANITÀ E SICUREZZA DELL'IMPIANTO

1.C.1.1.1 Problemi Noti per la Tipologia di Impianto

L'impianto in esame non presenta particolarità per quanto riguarda aspetti inerenti la sanità; la sostanza trattata nell'impianto è Gas naturale allo stato liquefatto, e quindi a bassa temperatura, ed allo stato gassoso a varie pressioni.

Per quanto riguarda la sicurezza, possibili problemi sono connessi ad eventuali rilasci da tubazioni o apparecchiature che possono comportare l'accadimento di diversi fenomeni, come di seguito descritti.

Nel caso di rilascio di gas naturale allo stato liquido ($T=-160^{\circ}\text{C}$, $P=P_{\text{atm}}$), potrebbero verificarsi le seguenti situazioni:

- formazione di pozze e, a seguito di ignizione, conseguenti pool fire;
- vaporizzazione del prodotto alla sezione di sbocco e conseguente formazione di Jet Fire in caso di ignizione;
- dispersione del gas con formazione di nube infiammabile.

Nel caso di rilasci di prodotto già in stato gassoso si potranno verificare:

- Jet Fire;
- dispersione del gas con formazione di nube infiammabile.

1.C.1.1.2 Esperienza Storica

È importante sottolineare che il settore industriale del GNL presenta ottimi precedenti in tutto il mondo per quanto riguarda la sicurezza. Ciò è dimostrato dal fatto che, sin dai suoi inizi, risalenti a circa 40 anni fa, più di 55.000 trasporti di GNL sono stati portati a destinazione con successo senza il verificarsi di un grave incidente che abbia provocato lo sversamento del carico (CEE, 2012). Inoltre, non si sono verificati incidenti che abbiano provocato il cedimento di un serbatoio di GNL costruito con materiali adeguati o che siano originati da cedimenti strutturali dei serbatoi.

Gli incidenti verificatisi sono stati analizzati allo scopo di trarne indicazioni e prendere provvedimenti mirati alla eliminazione delle cause o alla riduzione della probabilità di accadimento di eventi analoghi.

Si riporta nel seguito l'analisi storica, tratta da banche dati internazionali, relativa agli incidenti/quasi incidenti avvenuti in impianti simili o che, trattando GNL, possono presentare problematiche analoghe.

Analisi degli Incidenti Terminali e Impianti di Livellamento dei Picchi

INCIDENTI IN IMPIANTI GNL

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1944	Cleveland (USA)	Flash-fire – Esplosione Peak shaving	Cedimento serbatoio di stoccaggio GNL con rilascio di prodotto nelle strade e nelle fognature. Seguì un innesto immediato della miscela aria-vapori GNL formatasi nella rete fognaria che provocò un'esplosione. L'incidente fu causato da una scelta non corretta del materiale utilizzato (acciaio 3.5% Ni) e dall'assenza di un secondo contenimento. Un altro serbatoio sferico cedette dopo 20 minuti. MORTI/FERITI: 128 / 200-400
1965	Canvey Island (UK)	Incendio Terminale rigassificazione (Movimentazione prodotto)	Durante la manutenzione ad una valvola su una linea in uscita da un serbatoio si verificò una perdita di GNL. L'incendio fu spento in 15 minuti. MORTI/FERITI : -/1
1965		Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Methane Princess)	Rilascio dal braccio di scarico GNL che era stato sconnesso prima del completo drenaggio del liquido. Si verificarono fessurazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-
1968	UK	Nessun rilascio Stoccaggio	Nel tentativo di rimuovere un "vapour lock" su una tubazione di GNL, posta sopra un serbatoio da 12000 m ³ , una piccola quantità di prodotto finì sul tetto provocando una cricca. Non si verificò fuoriuscita all'esterno, grazie alla polmonazione con azoto. MORTI/FERITI: -/-
1968	USA	Esplosione confinata Stoccaggio	L'incidente si verificò prima che l'impianto fosse messo in esercizio e coinvolse un serbatoio all'interno del quale stavano lavorando alcuni operai. Erano state lasciate aperte le valvole d'intercettazione delle tubazioni, il gas penetrò all'interno del serbatoio. Gli operai non si accorsero dell'ingresso del gas (non odorizzato). L'ignizione del gas (causato probabilmente dall'accensione di una sigaretta) provocò l'esplosione all'interno del serbatoio.

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1971	Panigaglia (SP) (Italia)	Rilascio gas (da Roll-over) Terminale Rigassificazione (riempimento serbatoio)	18 ore dopo la scarica (da nave) di GNL in uno dei serbatoi di stoccaggio, si verificò un roll-over che causò un aumento di pressione fino a 1.42 volte la pressione di progetto. I vapori di GNL furono rilasciati in atm. per oltre 3 ore, attraverso la valvola di sicurezza ed il vent, senza subire alcun innesco. Il GNL scaricato era stato tenuto nella nave per ca. 1 mese prima di essere trasferito nel serbatoio, la vaporizzazione che subì in questo periodo produsse una miscela più densa e calda rispetto a quella attesa. La sovrappressione interna al serbatoio fu contenuta e quindi non si ebbero danneggiamenti strutturali. MORTI/FERITI: -/-
1973	Staten Island New York (USA)	Incendio Peak shaving	Incendio provocato dalla accensione di sacche residue di GNL trattenute dal coibente (poliuretano) durante la riparazione del serbatoio cilindrico in cemento da 2200 m ³ . Queste sacche si innescarono e generarono una sovrappressione sufficiente del tetto che cadde all'interno del serbatoio. MORTI/FERITI: 40/-
1973	Canvey Island (UK)	Rilascio liquido (RPT) Terminale rigassificazione	La rottura di uno strumento di vetro provocò il rilascio di una piccola quantità di GNL. Il GNL si riversò in un canale di raccolta delle perdite pieno di acqua piovana subendo una rapidissima vaporizzazione (RPT) che provocò una serie di onde di pressione, avvertite dai residenti in zona. MORTI/FERITI: -/-
1974		Rilascio Trasferimento prodotto su nave (Massachusetts)	La mancanza di energia elettrica e la chiusura automatica della valvola sulla linea liquida principale provocarono un colpo d'ariete seguito dalla perdita di GNL. Si verificarono fessurizzazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-
1977	Arzew (Algeria)	Rilascio Riparazione serbatoio	Rottura, per bassa temperatura, di una valvola in alluminio durante la sua sostituzione; la causa probabile fu la scelta di un materiale (lega) non idoneo. Venne rilasciato GNL senza alcun innesco. La perdita umana è imputabile a congelamento. MORTI/FERITI: 1/-

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1978	USA	Esplosione Terminale Phillips Petroleum	Esplosione ed incendio di GNL in sezione di impianto. La linea che alimentava il rilascio venne intercettata con seguente estinzione dell'incendio. MORTI/FERITI: n/n
1978	DAS Island (UAE)	Rilascio Serbatoio Stoccaggio	Una perdita di GNL dal fondo di un serbatoio causò il congelamento del terreno circostante. Il motivo è imputabile al fatto che il serbatoio non era stato progettato per temperature così basse. MORTI/FERITI: N/N
1979	Cove Point, Maryland	Esplosione Terminale rigassificazione	A seguito della perdita da una pompa di GNL ad alta pressione da una guarnizione, il GNL vaporizzato penetrò – attraverso un condotto cavi sotterraneo – in una sottostazione elettrica priva di rilevatori di gas. L'azionamento dell'interruttore di arresto della pompa che perdeva, provocò una scintilla con conseguente innesco della miscela. MORTI/FERITI: 1/1
1979	Cove Point, Maryland (USA)	Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Mostefa Ben Boulaid)	Una nave metaniera da 125.000 m ³ rilasciò GNL sul pontile durante lo scarico al terminale di Cove Point. Si verificarono fessurazioni nella parte superiore del serbatoio e sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-
1989	Skikda (Algeria)	Rilascio Trasferimento prodotto su nave da impianto di liquefazione (Tellier)	Una nave metaniera di capacità pari a 40000 m ³ , rompe gli ormeggi a causa del maltempo. I bracci di carico non erano attrezzati con sistemi di shut-down e sgancio rapido e ciò causò la rottura dei bracci e delle tubazioni. La perdita di GNL coinvolse il ponte della nave procurando alcune fessurazioni, senza però intaccare i serbatoi. MORTI/FERITI: -/-
1993	Indonesia	Rilascio Impianto GNL	Durante la realizzazione di modifiche ad un impianto fu rilasciato GNL da una linea, questo penetrò nella rete interrata e subì una rapida vaporizzazione che pressurizzò e danneggiò gravemente tutto il sistema. MORTI/FERITI: -/-

N/N= non noto.

Dall'analisi risulta che tra tutti gli incidenti avvenuti in impianti che processano/stoccano GNL:

- 2 sono registrati come incidenti con rilasci di piccole quantità;
- 4 hanno dato origine, come conseguenza del rilascio di GNL, ad una esplosione (in ambiente confinato) seguita generalmente da fenomeni di incendio;
- 4 sono dovuti a rilasci durante le operazioni di trasferimento GNL da/a nave attraccata al pontile, che hanno provocato danni riparabili senza alcun innesco;
- 4 sono avvenuti in terminali di rigassificazione GNL;
- 2 sono avvenuti in impianti peak-shaving.

La maggior parte degli incidenti riscontrati sono avvenuti in impianti che, data la tecnologia dell'epoca, non disponevano dei sistemi di contenimento e delle misure di protezione adottate negli impianti moderni e che saranno presenti nell'impianto di Mofalcone, che avrebbero evitato il rilascio o comunque mitigato le sue conseguenze (ad es. dispositivi di sgancio rapido dei bracci di scarico, sistemi di controllo del caricamento di GNL nel serbatoio, adozione di materiali adeguati al servizio criogenico etc.). Si noti che l'ultimo incidente avvenuto in un terminale di rigassificazione nel mondo risale al 1993.

Dall'analisi storica si evince quindi che gli incidenti verificatisi in stoccaggi GNL sono stati provocati da cause successivamente eliminate dalle migliorie introdotte nella progettazione dei sistemi.

Nel seguito si analizzano alcuni degli scenari sopra riportati allo scopo di dare evidenza della definizione delle misure di miglioramento intraprese nel settore del GNL allo scopo di evitare eventi incidentali.

Incidente di Cleveland 1944 Ohio USA

Anno:	20 Ottobre 1944.
Tipo di incidente:	Fiammata.
Tipo di attività:	Cedimento di un serbatoio di stoccaggio GNL.
Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio GNL.
Modalità operative:	Normale operatività.
Sostanza fuoriuscita:	GNL.
Conseguenze:	128 vittime.

Il secondo impianto commerciale per il livellamento dei picchi di GNL a Cleveland, Ohio negli USA, iniziò ad operare nel 1941. Nel 1944 venne presa la decisione di aggiungere un nuovo serbatoio molto più grande. Il nuovo serbatoio venne realizzato in acciaio con basso contenuto di nichel (3.5%) e il serbatoio cedette poco tempo dopo essere entrato in servizio. Il serbatoio non era dotato di opere di contenimento e il suo contenuto si riversò su una vasta area. Il liquido fuoriuscito vaporizzò e si innescò, provocando la rottura di un altro serbatoio. Vi furono ingenti danni materiali e morirono 128 persone. Le indagini sull'incidente giunsero alla conclusione che il disastro era stato provocato dalla fragilità dell'acciaio con il 3.5% di nichel. Altri fattori che contribuirono alla gravità delle conseguenze furono le opere di contenimento inadeguate intorno ai serbatoi, la vicinanza dell'impianto a una zona residenziale e lo scarso isolamento del secondo serbatoio.

Le successive indagini sull'incidente stabilirono che il serbatoio era stato costruito con materiale inadeguato. Di conseguenza tutti i serbatoi successivi sono stati costruiti con

materiali corretti, in particolare è stato dimostrato che l'acciaio con il 9% di nichel rappresenta un materiale sicuro per la costruzione di serbatoi per il GNL. Inoltre le attuali norme prevedono un doppio sistema di contenimento (o con serbatoi doppi o circondando i serbatoi con opere di contenimento adeguate). Nel Febbraio 1946 le indagini del Bureau of Mines conclusero che la liquefazione e lo stoccaggio del GNL potevano essere svolte in sicurezza a condizione che venissero prese precauzioni adeguate.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di scongiurare Incidenti del Tipo sopra riportato

A seguito dell'incidente soprariportato è stato definito che i serbatoi di stoccaggio siano realizzati con materiale adeguato, in particolare l'acciaio al 9% di nickel che ha dimostrato di essere il materiale più sicuro in questo senso. Quindi si è definito negli attuali standard di progettazione che i serbatoi di stoccaggio GNL siano dotati di un doppio sistema di contenimento del GNL realizzato mediante l'installazione di serbatoi a doppia parete o mediante un bacino di contenimento esterno al serbatoio.

I serbatoi di stoccaggio del Terminale di Monfalcone saranno del tipo a doppio contenimento ed il serbatoio interno sarà realizzato con acciaio al 9% di nickel. Occorre notare che successivamente all'incidente soprariportato non ci sono stati nel mondo eventi simili che abbiano interessato serbatoi di stoccaggio realizzati in acciaio al 9% di nickel.

Incidente di Panigaglia, 1971, La Spezia, Italia

Anno:	1971
Tipo di incidente:	Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività:	"Rollover" in un serbatoio di stoccaggio di GNL
Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative:	Normale operatività
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Nessuna

L'evento si è verificato nel 1971 in un serbatoio di stoccaggio GNL, installato in un impianto sito a La Spezia, in Italia. Il tipo di incidente è stato un rilascio di gas di cui non si è verificata l'ignizione, il serbatoio era in condizioni di normale funzionamento, l'evento non ha prodotto conseguenze.

In questo incidente dopo un'operazione di carico di un serbatoio di GNL era rimasto una zona di stratificazione, a diversa densità nel serbatoio. Successivamente lo strato inferiore si è riscaldato fino a raggiungere la densità dello strato superiore. I moti convettivi all'interno del serbatoio all'interno del serbatoio comportarono la rottura in breve tempo dello strato stratificato, con un rapido incremento dello sviluppo di vapori di gas all'interno del serbatoio. Questo tipo di incidente si chiama "rollover" o "basculamento". Quando si verificò l'incidente i motivi e le conseguenze di un evento di rollover erano poco note e conosciute. Nel caso in esame non ci fu un'escalation dell'evento incidentale ed il serbatoio stesso non fu danneggiato dalla sovrappressione interna risultante. Ad ogni modo era noto che potenzialmente il rollover poteva provocare gravi incidenti.

La progettazione della strumentazione dei serbatoi comprende ora anche densimetri per garantire l'individuazione della formazione di stratificazioni, permettendo così

l'effettuazione di una miscelatura controllata per evitare che la stratificazione possa raggiungere livelli pericolosi.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di scongiurare Incidenti del Tipo sopra riportato

In seguito all'incidente sopra descritto l'industria del GNL ha commissionato lavori di ricerca sul fenomeno del rollover ed ha pubblicato i risultati degli studi allo scopo di incrementare la conoscenza del fenomeno. Attualmente la strumentazione prevista per i serbatoi di stoccaggio GNL include anche i densimetri allo scopo garantire la rilevazione della formazione di stratificazioni all'interno dei serbatoi, permettendo il controllo della miscelazione allo scopo di evitare che la stratificazione raggiunga dei livelli pericolosi.

Si evidenzia che in base alla norma UNI EN 1473 i serbatoi di stoccaggio GNL devono essere dotati dei seguenti dispositivi anti-rollover o anti-basculamento:

- dispositivi di riempimento del serbatoio adeguati che consentano di introdurre il GNL sul fondo o nella parte alta del serbatoio in funzione della densità del GNL inviato;
- sistema di ricircolazione;
- controllo del tasso di evaporazione;
- misurazione della temperatura e della densità del GNL su tutta l'altezza possibile del liquido.

In aggiunta agli accorgimenti tecnici ed operativi definiti allo scopo di evitare il fenomeno di rollover il sistema di vent dei serbatoi è dimensionato prevedendo un possibile caso di "rollover" allo scopo di evitare che la struttura del serbatoio sia danneggiata nel caso in cui tale evento si verifichi, malgrado le protezioni previste atte ad evitarlo. Il dimensionamento del sistema vent dei serbatoi di stoccaggio GNL è effettuato in accordo alla UNI EN 1473.

Incidente di Staten, 1973, USA

Anno:	10 Febbraio 1973.
Tipo di incidente:	Innesco immediata di nube di vapore fuoriuscita con incendio di notevoli dimensioni.
Tipo di attività:	Riparazioni a un serbatoio di stoccaggio GNL.
Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio GNL.
Modalità operative:	Manutenzione.
Sostanza fuoriuscita:	GNL.
Conseguenze:	40 vittime.

Un serbatoio di stoccaggio di GNL in calcestruzzo a forma di fusto da 227 m³, situato in un impianto per il livellamento dei picchi della TETCO a Staten Island, era rimasto in servizio per più di tre anni ed era in corso una fase di preparazione per l'esecuzione di riparazioni al suo interno. Il serbatoio era stato bonificato (riscaldato e ripulito da eventuali vapori di GNL) mediante azoto, poi vi era stata fatta circolare l'aria. I lavori iniziarono nell'Aprile 1972 e dieci mesi più tardi la schiuma isolante all'interno del serbatoio prese fuoco. Il rapido aumento della temperatura provocò un aumento di pressione e la copertura a cupola in calcestruzzo si sollevò e crollò all'interno del serbatoio. Ciò provocò il decesso dei 40 lavoratori edili presenti all'interno del serbatoio in quel momento. Gli insegnamenti tratti da questo incidente riguardano l'uso di materiali isolanti adeguati e i pericoli derivanti dal loro innesco o da eventuali vapori di GNL intrappolati all'interno. Le procedure di controllo e di

gestione durante la dismissione o la riparazione di un serbatoio devono essere tali da prevenire il verificarsi di questo tipo di incidenti.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di scongiurare Incidenti del Tipo sopra riportato

L'incidente soprariportato ha insegnato che occorre adottare materiali isolanti adeguati e che occorre sempre considerare che vapori di GNL possono rimanere intrappolati all'interno dell'isolante stesso. Le procedure di controllo e manutenzione elaborate al fine di procedere ad operazioni di riparazioni e/o di dismissione dei serbatoi di stoccaggio GNL sono redatte allo scopo di prevenire questo tipo di incidente.

Incidente di Das Island, 1978, Emirati Arabi

Anno:	Marzo 1978
Tipo di incidente:	Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività:	Perdita da un serbatoio di stoccaggio di GNL
Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative:	Normale operatività
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Nessuna

L'evento si è verificato nel 1978 a Das Island negli Emirati Arabi. Il tipo di incidente è stato un rilascio di gas di cui non si è verificata l'ignizione, il serbatoio era in condizioni di normale funzionamento, l'evento non ha prodotto conseguenze.

Il rilascio ha interessato le tubazioni di uscita dal fondo del serbatoio di stoccaggio. Purtroppo le informazioni su questo incidente sono molto limitate.

Gli insegnamenti tratti da questo evento riguardano la progettazione dell'isolamento dei serbatoi, e gli scarichi di fondo di analoghi serbatoi sono ora vietati dalle normative sia statunitensi che europee.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

L'uso di bocchelli di uscita dal fondo dei serbatoi di stoccaggio GNL è ora vietato sia nelle norme standard degli Stati Uniti d'America, che in Europa. I serbatoi di stoccaggio GNL del Terminale di Monfalcone non avranno bocchelli in uscita dal fondo del serbatoio, tutte le tubazioni sia GNL che di servizio avranno i bocchelli di accesso al serbatoio localizzati sul tetto.

Incidente di Cove Point, 1979, USA

Anno:	6 Ottobre 1979
Tipo di incidente:	Formazione di vapore di GNL con innesco
Tipo di attività:	Perdita da una pompa per GNL
Impianti coinvolti:	Pompa per GNL
Modalità operative:	Guarnizione di tenuta di cavi elettrici della pompa per GNL non sufficientemente serrata
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Una vittima ed un ferito

L'evento si è verificato nel 1979 a Cove Point in USA. Il tipo di incidente è stato un rilascio di GNL la vaporizzazione dello stesso e la successiva ignizione dei vapori. Causa dell'evento è stato un rilascio di GNL e il non adeguato serraggio di una guarnizione di tenuta dei cavi elettrici di una pompa GNL.

Il GNL liquido rilasciato dalla pompa vaporizzò e passò attraverso un cavidotto elettrico sotterraneo entrando in una sottostazione elettrica. Due uomini stavano entrando nella sottostazione elettrica allo scopo di fermare le pompe. La miscela di gas si incendiò a seguito dei contatti elettrici di un interruttore, provocando un'esplosione confinata. Uno degli operatori morì ed il secondo rimase ferito gravemente.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

Le indagini effettuate dopo l'incidente, hanno appurato che il terminale era stato progettato in accordo agli standard vigente all'epoca. Ciò ha comportato l'introduzione di cambiamenti nei tre maggiori standard di progetto e cambiamenti in relazione alle apparecchiature ed ai sistemi installati a valle delle tenute delle pompe. Il Terminale di Monfalcone sarà progettato secondo standard aggiornati e sarà dotato sia di impianti di rilevazione dei rilasci freddi che di impianti di rivelazione miscele infiammabili. Gli impianti elettrici saranno inoltre installati in accordo alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione ed incendio.

Analisi degli Incidenti sul Trasporto GNL Mediante Navi

Nella seguente tabella si riassumono incidenti avvenuti a navi metaniere.

Tabella 6: Incidenti Relativi a Navi Metaniere

Data	Tipo	Nome della Nave	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
1965	Worms	Jules Verne	Sovrariempimento	Carico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1965	Conch	Methane Princess	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1971	Esso	Esso Brega	Sovrapressione	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1974	Nk	Massachusetts (barge)	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1974	Conch	Methane Progress	Contatto con il fondo	Porto	-	No
1977	TZ Mk. I	LNG Delta	Perdita da valvola	Mare aperto	-	Sì
1977	Moss	LNG Aquarius	Sovrariempimento	Carico	-	Sì
1979	Moss	Pollenger	Perdita da valvola	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1979	GTNO 85	El Paso Paul Keyser	Arenamento	Mare aperto	Danni allo scafo e ai serbatoi senza rilascio di GNL	No
1980	Moss	LNG Libra	Guasto meccanico	Mare aperto	Rottura albero	No
1980	Moss	LNG Taurus	Arenamento	Porto	Danno allo scafo	No
1985	TZ Mk. I	Gadinea	Guasto meccanico	Porto	-	No
1985	GTNO 82	Isabella	Rottura valvola	Scarico	Frattura sul ponte	Sì
1990	GTNO 85	Bachir Chihani	Fatica	Mare aperto	Frattura nella struttura	No
1996	GTNO 96	LNG Porto Venere	Disfunzione sistemi antincendio	Mare aperto	-	No

Data	Tipo	Nome della Nave	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
2002	Moss	Norman Lady	Collisione	Mare aperto	Danno lieve allo scafo	No
2003	Moss	Century	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2003	Moss	Hoegh Galleon	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2004	GTNO 88	Tenaga Lima	Danno in poppa	Mare aperto	Riparazioni	No
2004	TZ Mk. III	British Trader	Incendio elettrico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Esso	Lieta	Guasto meccanico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Moss	LNG Edo	Vibrazioni trasmissione	Mare aperto	Sostituzione	No
2006	GTNO 96	Catalunya Spirit	Danneggiamento dell'isolamento	Mare aperto	Riparazione significativa	No

Dati ricavati da letteratura tecnica.

La tabella precedente mostra che i rilasci occorsi sono stati di piccola entità e che, nella maggior parte dei casi, gli incidenti sono stati causati da perdite da valvole o tubazioni sulla nave. L'ultimo incidente di questo tipo è peraltro accaduto nel 1985.

La tabella mostra che gli eventi più significativi sono legati a cause comuni alla navigazione marittima (arenamenti, collisioni). Le caratteristiche delle navi metaniere (in particolare la presenza di doppio scafo) ha fatto sì che questi incidenti non abbiano mai provocato fuoriuscite di prodotto.

Nel seguito viene presentata una analisi di maggiore dettaglio degli incidenti più significativi accaduti nel trasporto via nave di GNL.

Giugno 1979 – El Paso Paul Kayser

Una metaniera con serbatoi a membrana da 125000 m³, con un carico di 100.000 m³, si è arenata a velocità elevata (15-16 nodi) sulla costa spagnola a Est di Gibilterra.

L'urto ha causato danni gravi, in particolare lo scafo esterno è stato piegato rientrando di alcuni metri per tutta la lunghezza della nave, il che ha provocato delle falle e l'affondamento della poppa. Nonostante la gravità dei danni, il secondo scafo e l'isolamento dei serbatoi hanno subito una deformazione ma non si sono fratturati, mantenendo la integrità del contenimento.

Cinque giorni dopo l'incidente, con alta marea, la nave è stata rimessa in galleggiamento svuotando la zavorra e immettendo aria in pressione nei serbatoi di zavorra ed è stata rimorchiata in un sito di ancoraggio, dove il carico è stato trasferito ad un'altra metaniera, dimostrando la validità e l'efficacia della procedura di svuotamento da nave a nave in condizioni di emergenza. La nave è stata quindi sottoposta a riparazioni temporanee a Lisbona ed infine ha navigato con i propri mezzi a Dunkerque per le riparazioni definitive.

Ottobre 1980 – LNG Libra

Durante un viaggio dall'Indonesia verso il Giappone la metaniera Libra con serbatoi a membrana da 125000 m³ ha subito la rottura dell'albero di propulsione.

La nave è stata rimorchiata ed ancorata nel golfo di Davao (Filippine) dove il carico di GNL è stato trasferito ad un'altra metaniera con una operazione durata 32 ore. La nave è stata successivamente rimorchiata in porto per le riparazioni.

Sebbene l'incidente non abbia danneggiato le strutture della nave, l'incidente è significativo per il pericolo rappresentato dalla deriva della metaniera senza propulsione che ha richiesto il trasferimento del carico il più rapidamente possibile.

Anche in questo caso la procedura di trasferimento del carico in emergenza si è mostrata efficace.

Dicembre 1980 – LNG Taurus

La metaniera Taurus (metaniera con serbatoi Moss da 125000 m³) all'arrivo al porto di Tobata in Giappone ha incontrato mare molto agitato, subendo danni severi alla stiva ed un principio di ingresso d'acqua.

La nave è stata posta di nuovo in galleggiamento dopo quattro giorni mediante pompaggio e pressurizzazione dei serbatoi di zavorra danneggiati.

Malgrado l'impatto, il doppio scafo e i serbatoi GNL sono rimasti intatti. Dopo una verifica delle condizioni dello scafo la nave ha proseguito verso il Terminale dove ha scaricato il prodotto normalmente. I danni sono stati successivamente riparati nel porto di Nagasaki.

2002 – Norman Lady

La metaniera Norman Lady (metaniera con serbatoi Moss da 125000 m³) durante l'attraversamento dello Stretto di Gibilterra è entrata in collisione con il sottomarino USS Oklahoma City, che navigava a bassa profondità e bassa velocità. A seguito dell'urto lo scafo della metaniera ha subito danni lievi per un'estensione di circa 1,5 metri, senza alcun danno ai serbatoi e senza rilascio di prodotto.

Conclusioni

I dati storici più recenti riportati dalla letteratura tecnica internazionale, evidenziano che su più di 55.000 viaggi effettuati sino al 2004 da navi gasiere non si è verificato nessun incidente con rilascio di GNL dai serbatoi delle gasiere (Pitblado, 2004).

Quanto riportato nel documento sopra citato è supportato anche dal rapporto "LNG Safety and Security" pubblicato dal Center for Energy and Economics, (CEE, 2012) che riporta che al 2011 l'industria globale GNL comprendeva 25 impianti di liquefazione, 91 terminali di ricezione (o di rigassificazione) 360 navi che comportavano il trasporto di 220 milioni di tonnellate di GNL ogni anno. Il trasporto del GNL è stato sicuro per più di 40 anni durante i quali le navi gasiere hanno percorso più di 200 milioni di chilometri senza che ci fossero sostanziali incidenti in porto o in mare. Le navi di GNL transitano in aree ad elevato traffico, a titolo esemplificativo il rapporto evidenzia che nel 2000 una nave GNL entrava nella baia di Tokio ogni 20 ore, mentre nel porto di Boston entrava una nave di GNL ogni settimana.

Quanto sopra deriva da precise motivazioni tecniche che fanno sì che anche in caso di collisione, urto o arenamento il rilascio di GNL dai serbatoi della nave gasiera risulta estremamente improbabile.

Tutte le navi gasiere sono infatti realizzate in doppio scafo, con uno spazio tra il doppio scafo esterno e la parete del serbatoio che contiene il GNL variabile da 2 a 4 metri. L'effetto di un eventuale impatto di una nave gasiera è stato analizzato in campo internazionale mediante simulazioni strutturali di impatti nelle condizioni più gravose, ovvero per impatti a 90° nei quali cioè la nave impattante urta il fianco della gasiera perpendicolarmente. Un descrizione delle analisi svolte (riportata in Sandia, 2004; Pitblado, 2004) mostra che impatti

anche con navi di grandi dimensioni con velocità inferiori a circa sei nodi non causano danni ai serbatoi interni (Sandia, 2004) e che impatti con altra nave gasiera a velocità di 6.6 nodi o con una petroliera da 300.000 DWT a pieno carico a 1,7 nodi non causano danni al serbatoio interno (Pitblado, 2004).

Studi, finalizzati ad analizzare la possibilità di danneggiamento del serbatoio di gasiere per urti contro tipologie di navi tipiche confermano i risultati citati dalla letteratura tecnica concludendo che:

- impatti perpendicolari possono causare rilascio per velocità superiori a 8 nodi (Ro-Ro cargo) o 3 nodi (Tanker);
- le velocità necessarie per causare rilascio aumentano al diminuire dell'angolazione dell'impatto;
- impatti ad angoli inferiori a 45° non sono in grado di causare danni ai serbatoi delle navi gasiere.

Impatti esattamente perpendicolari ad elevate velocità di navi di grandi dimensioni sono evidentemente una occorrenza non credibile e ciò spiega perché non si registrano incidenti con rilasci da serbatoi.

1.C.1.2 REAZIONI INCONTROLLATE

Al terminale non saranno effettuate operazioni unitarie quali distillazioni, assorbimenti, estrazioni liquido/liquido, etc. e non saranno presenti reattori chimici.

Non è quindi ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate.

1.C.1.3 DATI METEOROLOGICI E PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE

1.C.1.3.1 Caratteristiche Climatiche Generali

Al fine di caratterizzare gli andamenti di temperatura e piovosità dell'area in esame si è fatto riferimento ai dati climatici disponibili dal 1971 al 2000 relativi alla stazione meteorologica ENAV "Ronchi dei Legionari" (ubicazione Lat: 45.826668 - Long: 13.472222 WGS 84 – UTM 33). I dati sono stati estratti dall'"Atlante Climatico" disponibile presso il sito web del Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare, sito web).

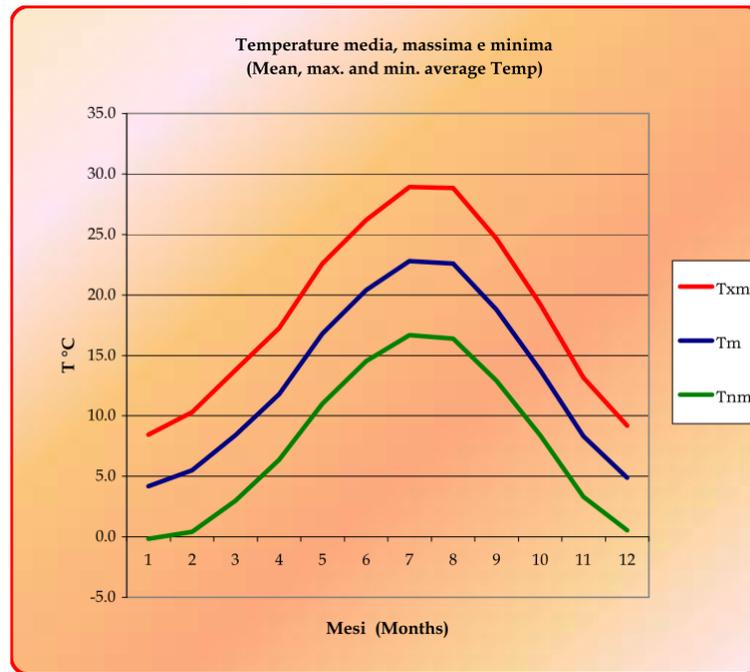
La stazione "Ronchi dei Legionari" è localizzata a circa 9 km a Nord-Ovest dell'area del Terminale GNL (in corrispondenza dell'aeroporto "Ronchi dei Legionari") ad una quota di circa 12 m s.l.m..

Nella Tabella 7, sono riportati i dati relativi alla distribuzione delle frequenze annuali di temperatura.

In Figura 4 è riportato il grafico relativo all'andamento termometrico registrato nella stazione meteo "Ronchi dei Legionari", dettagliato in Tabella 7.

**Tabella 7: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari,
Temperature Medie Mensili e Annuali (Periodo 1971 - 2000)**

	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	Anno
T max (°C)	8,4	10,3	13,8	17,2	22,6	26,2	28,9	28,8	24,7	19,2	13,2	9,2	18,5
T min (°C)	-0,2	0,4	3	6,4	11	14,5	16,7	16,4	12,9	8,4	3,3	0,5	7,7
T media (°C)	4,2	5,5	8,4	11,8	16,8	20,4	22,8	22,6	18,8	13,8	8,3	4,9	13,2



**Figura 4: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari (Periodo 1971 - 2000),
Grafico Temperatura Media (Tm), Massima (Txm) e Minima (Tnm)**

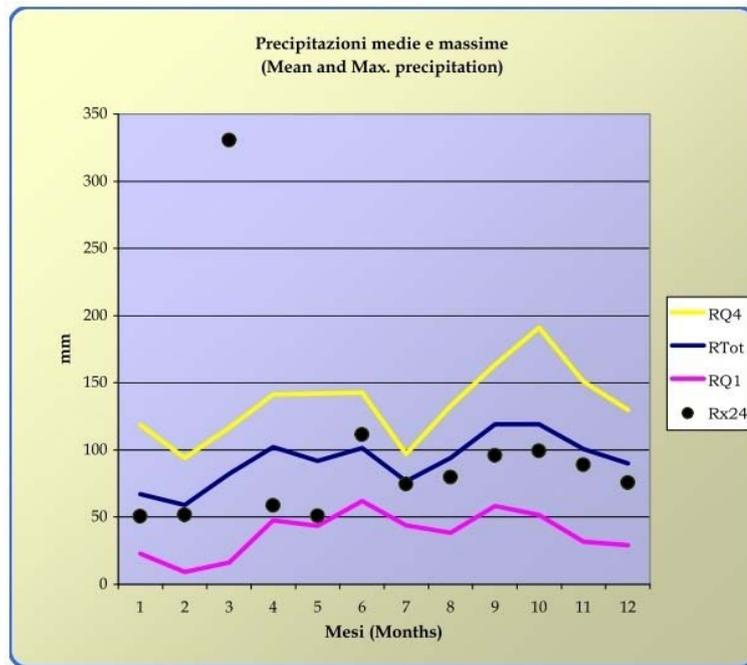
Per quanto riguarda il regime termometrico, si osserva che il mese più freddo è quello di Gennaio con un valore minimo prossimo ai 0°C, un valore medio di 4,2°C e un massimo di 8,4°C. Il mese più caldo risulta Luglio con un massimo di 28,9°C, una media di 22,8°C e un minimo di 16,7°C.

La Tabella 8 riporta le precipitazioni medie mensili e annuali per lo stesso periodo di riferimento, in Figura 5 è riportato il grafico relativo all'andamento pluviometrico dove:

- “Rtot” è la precipitazione totale media mensile;
- “RQ1” e “RQ2” sono rispettivamente Primo e Quinto Quintile della distribuzione delle precipitazioni;
- “Rx24” è la Precipitazione Massima in 24 ore avvenuta nel periodo 1971-2000.

**Tabella 8: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari,
Precipitazioni Medie Mensili e Annuali (Periodo 1971 - 2000)**

	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	Anno
mm di pioggia	67,2	59	82,2	102,1	91,7	101,6	76,7	93,9	119,3	119	100,8	90	1103,5



**Figura 5: Stazione Meteo Ronchi dei Legionari (Periodo 1971 - 2000),
Grafico Precipitazioni Medie e Massime**

Per quanto riguarda il regime pluviometrico i valori medi mensili evidenziano che il periodo più piovoso è relativo ai mesi di Settembre e Ottobre che presentano una piovosità media di circa 119 mm ciascuno. Il mese più siccitoso è Febbraio con un valore di circa 59 mm di media.

Al fine di caratterizzare l'area in esame con le Classi di Stabilità Atmosferica più frequenti e la rispettiva umidità relativa, si è fatto riferimento ai dati climatici disponibili relativi alla medesima stazione meteorologica ENAV "Ronchi dei Legionari" per un periodo di osservazione di 24 anni.

La distribuzione delle frequenze stagionali e annuali delle classi di stabilità evidenzia che la Classe di Stabilità D e le Classi F+G sono le più frequenti, in ogni periodo dell'anno,.

Per valutare l'umidità relativa si è fatto riferimento quindi alle distribuzioni delle frequenze annuali riguardanti tali Classi di Stabilità. Dalle tabelle riportanti i dati, si è notato che, sui millesimi totali, più del 500 per mille delle frequenze è coperto da umidità relative che vanno dall'81 al 100%. Inoltre, alla temperatura media annuale, che come da Tabella 7 è pari a 13°C, in entrambi le classi di stabilità l'umidità relativa registrata più frequentemente è quella che rientra nel range dall'81 al 100%.

1.C.1.3.2 Caratteristiche Specifiche Ambiente Marittimo

Nell'ambito del presente progetto definitivo, D'Appolonia ha effettuato uno studio finalizzato alla definizione delle condizioni meteomarine tipiche ed estreme in prossimità del terminale di rigassificazione GNL di Monfalcone (D'Appolonia, 2014d).

Nel seguito si sintetizzano le informazioni principali.

Venti

Dall'analisi dei dati disponibili, si osserva che il settore principale di provenienza del vento è quello da Bora (60°N) e da Levante (90°N) con circa 39% degli eventi, mentre lo Scirocco (120° e 150°N) è presente nel 20% circa degli eventi e il Maestrale (300° e 330°N) nel 18% circa. Per quanto riguarda l'intensità, per oltre il 99.4% dei casi si mantiene al di sotto della soglia di 18 m/s (35 kn circa). In termini di ore, mediamente nel corso dell'anno il numero di ore in cui la velocità del vento è maggiore di tale soglia è pari a circa 50.

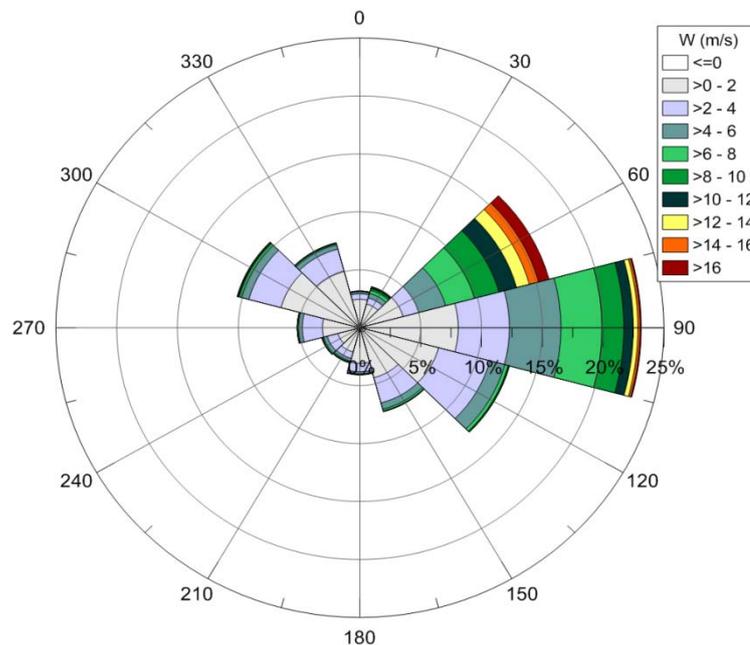


Figura 6: Rosa dei Venti Annuale

Moto Ondoso

Con riferimento alle distribuzioni percentuali annuali e stagionali di moto ondoso per classi di altezza d'onda significativa (H_s), si osserva che nel 99% dei casi le altezze sono inferiori a 0.5 m. Nel corso delle stagioni le percentuali di altezza d'onda significativa inferiori a 0.5 m rimangono pressoché simili al valore annuale. La stagione caratterizzata dal clima ondoso più energetico è l'inverno.

E' evidente che per effetto dell'ubicazione del Porto di Monfalcone, protetto dal moto ondoso proveniente al largo dai settori 210°N-270°N, il clima ondoso annuale è caratterizzato da onde più alte per i settori direzionali 120°-150°N-180°N, settori direzionali ai quali corrispondono i fetch maggiori (vedi Figura 7).

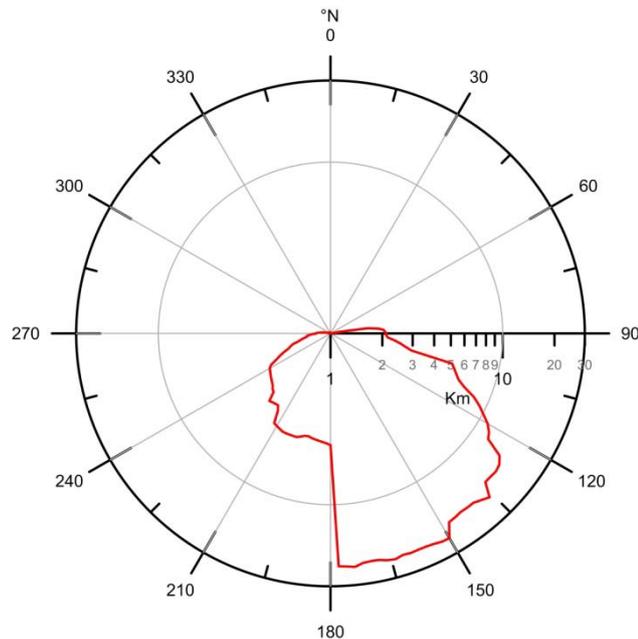


Figura 7: Fetch Efficace calcolato presso il Porto di Monfalcone

Livello del Mare

I dati riguardanti il livello del mare sono stati ricavati da una serie temporale di livello misurata dal 1988 al 2010 dalla stazione della Rete Mareografica Nazionale (RMN), ubicata presso il Molo della Lega Navale all'interno del Porto di Trieste e da statistiche di livello marino misurate a Trieste dall'Istituto Talassografico per il periodo dal 1944 al 1979.

Poiché non esistono dati di livello in prossimità del porto di Monfalcone, si è cercato di stimarne le caratteristiche tipiche ed estreme sia sulla base dei dati misurati nella stazione di Trieste, sia attraverso simulazioni modellistiche.

Dall'analisi dei risultati si evidenzia che durante l'anno i valori di livello del mare sono tipicamente compresi tra un minimo di -1.00 m e un massimo di 1.34 m rispetto al l.m.m..

Corrente

Al fine di quantificare la corrente tipica in prossimità del porto di Monfalcone si è proceduto con l'analisi separata dei principali termini forzanti: il vento e la marea.

La distribuzione direzionale della corrente è presentata in Tabella 8. I dati evidenziano come la corrente fluisca principalmente verso 240°N-270°N (48% circa degli eventi) e verso 60°N-90°N (19% circa degli eventi), quindi parallelamente al piano batimetrico locale. I valori massimi sono dell'ordine dei 30 cm/s (circa 0,6 kn) mentre il 90% circa degli eventi è inferiore a 20 cm/s (circa 0,4 kn). A causa dell'elevata variabilità spaziale dell'orientazione del piano batimetrico nel golfo di Monfalcone, la distribuzione della corrente in punti limitrofi a quello prescelto può variare in termini direzionali rispetto a quella qui presentata, mentre non si prevedono significative variazioni in termini di intensità.

Tabella 8: Distribuzione della Frequenza (%) della Velocità di Corrente Superficiale indotta dal Vento per Direzione di Propagazione

DIR (°N)	V(cm/s)						TOT
	10	20	30	40	50	60	
0	2,94						2,94
30	4,25	0,78					5,03
60	4,89	2,98	0,90				8,77
90	7,59	2,78					10,37
120	6,73						6,73
150	1,19						1,19
180	2,46						2,46
210	5,05	1,26					6,31
240	10,28	7,85	8,77				26,90
270	15,32	6,20					21,52
300	6,55						6,55
330	1,23						1,23
TOT	68,48	21,85	9,67				100,00

Conclusione Analisi Dati Meteomarini

Dall'analisi dei valori meteomarini caratteristici dell'area di interesse, non si rilevano condizioni particolarmente gravose e tali da compromettere il regolare impiego del terminale.

1.C.1.3.3 Perturbazioni Geofisiche

Nell'ambito del presente progetto definitivo, D'Appolonia ha effettuato uno studio finalizzato alla definizione delle caratterizzazione geotecnica e sismica dell'area interessata dal terminale di rigassificazione GNL di Monfalcone (D'Appolonia, 2014e).

La caratterizzazione sismica del sito è stata eseguita ai sensi del D.M. 14 Gennaio 2008, facendo distinzione tra le opere ubicate su terraferma e quelle prettamente marittime. Per la definizione dei parametri dell'azione sismica su suolo rigido si è fatto riferimento al Spettri-NTC sviluppato dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici.

Per le opere ricadenti su terraferma e per la banchina è stata si assunta una vita nominale di 50 anni (Tabella 2.4.I - Opere ordinarie, ponti, opere infrastrutturali e dighe di dimensioni contenute o di importanza normale) ed una classe d'uso pari a IV (coefficiente d'uso, $C_u=2.0$). Ne è derivato un periodo di riferimento per l'azione sismica pari a 100 anni. La seguente tabella riporta le caratteristiche dell'accelerazione per differenti stati limite.

Tabella 9: Parametri Accelerazione su Suolo Rigido

Stato Limite	T_R	a_g	F_o	T_c
	[anni]	[g]	[-]	[s]
SLO	60	0,057	2,506	0,263
SLD	101	0,072	2,506	0,284
SLV	949	0,176	2,539	0,346
SLC	1950	0,225	2,590	0,357

dove :

- SLO: stato limite di operatività;
- SLD: stato limite di danno;
- SLV: stato limite di salvaguardia della vita;
- SLC: stato limite di prevenzione del collasso;
- T_R : periodo di ritorno;
- a_g : accelerazione orizzontale massima del terreno;
- F_o : valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale;
- T_c : periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale.

Entro la profondità massima indagata, circa 20 m, la velocità delle onde di taglio V_s , ricavata dai risultati delle CPTU, è risultata crescere quasi linearmente da circa 100 m/s a 150-200 m/s e quindi, anche se non sono noti i valori di V_s nello strato ghiaioso più profondo, il terreno può essere considerato appartenere alla categoria D, depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o terreni a grana fina scarsamente consistenti con spessori superiori a 30m. Ne è derivato un coefficiente di amplificazione stratigrafica pari a 1,8. La superficie è pianeggiante, quindi il sito può essere considerato appartenente alla categoria topografica T1 (coefficiente di amplificazione topografica pari a 1).

Tabella 10: Parametri Accelerazione di Progetto

Stato Limite	a_g	a_{max}
	[g]	[g]
SLO	0,057	0,103
SLD	0,072	0,130
SLV	0,176	0,317
SLC	0,225	0,405

Per la cassa di colmata e la scogliera di protezione, è stato fatto riferimento a quanto prescritto dalle "Istruzioni Tecniche per la Progettazione delle Dighe Marittime". La durata minima di vita per opere di difesa di infrastrutture di uso generale è stata individuata pari a 100 anni.

Facendo quindi riferimento a quanto prescritto dal D.M. 14/01/2008, si è adottata una classe d'uso pari a IV (coefficiente d'uso, $C_u=2,0$).

Ne è derivato un periodo di riferimento per l'azione sismica pari a 200 anni. La seguente tabella riporta le caratteristiche dell'accelerazione su suolo rigido per differenti stati limite.

Tabella 11: Parametri Accelerazione su Suolo Rigido

Stato Limite	T_R	a_g	F_0	T_c
	[anni]	[g]	[-]	[s]
SLO	120	0,077	2,508	0,289
SLD	201	0,097	2,467	0,312
SLV	1898	0,223	2,588	0,357
SLC	2475	0,244	2,607	0,361

Considerando un coefficiente di amplificazione stratigrafica pari a 1,8 ed un coefficiente di amplificazione topografica pari a 1, ne è derivata l'accelerazione sismica di progetto.

Tabella 12: Parametri Accelerazione di Progetto

Stato Limite	a_g	a_{max}
	[g]	[g]
SLO	0,077	0,139
SLD	0,097	0,175
SLV	0,223	0,401
SLC	0,244	0,439

1.C.1.3.4 Perturbazioni Cerauniche

La densità annuale di fulmini al suolo relativa al Comune di Monfalcone è pari a 4 fulmini/anno km^2 (CEI 81-3, 1999).

1.C.1.4 INTERAZIONI CON ALTRI IMPIANTI

1.C.1.4.1 Effetti in Caso di Incidente di Altre Attività Industriali nell'Area dell'Impianto

Relativamente all'area del Terminale si evidenzia che la stessa non è interessata al momento della redazione del presente rapporto da insediamenti industriali che possano interagire con il futuro terminale GNL. Non si riscontrano quindi possibilità di interazione di effetti di incidente con il futuro terminale di rigassificazione.

1.C.1.5 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

1.C.1.5.1 Modalità di Conduzione delle Analisi degli Eventi Incidentali

L'analisi per la individuazione delle ipotesi incidentali è stata effettuata utilizzando le metodologie indicate al Capitolo 2 dell'Allegato I del DPCM 31.03.89.

Tra gli scenari incidentali individuati, sono stati esclusi dalla analisi quelli ritenuti non credibili, ovvero quelli caratterizzati da una frequenza di accadimento uguale o inferiore a 1

E-07 eventi/anno. In alcuni casi eventi con frequenza superiore a 1 E-07 eventi/anno, non raggiungono i valori soglia di riferimento, pertanto gli effetti non sono riportati.

Metodi per l'Identificazione degli Eventi Incidentali

Gli eventi incidentali sono stati individuati mediante:

- Analisi di Operabilità (HAZOP) per l'identificazione degli eventi incidentali legati a deviazioni di processo;
- Analisi delle "rotture casuali" (random ruptures) per l'identificazione degli eventi riconducibili a perdite di contenimento.

Ciascun evento incidentale (sia esso derivante da una deviazione di processo oppure da una rottura casuale) è stato poi analizzato in dettaglio identificando gli scenari specifici ad esso collegati attraverso specifiche analisi con Alberi degli Eventi.

Eventi Incidentali Derivanti da Deviazioni di Processo - Analisi HAZOP

L'impianto è stato sottoposto ad analisi HAZOP, effettuata nel mese di Giugno 2014. Le schede dell'analisi HAZOP effettuate sono riportate nel Documento No. 14-007-H18, (D'Appolonia, 2014f) .

Eventi Incidentali Derivanti da "Rotture Random"

Gli eventi definiti "Rotture Random" sono determinati da fenomeni casuali quali usura, corrosione anomala, difetti di montaggio, etc. Essi non sono direttamente riconducibili ad anomalie di processo e possono pertanto verificarsi a prescindere dalla configurazione impiantistica esistente.

L'analisi di tali casi, unitamente con gli eventi risultanti dalle deviazioni di processo, consente di ottenere uno spettro completo degli eventi incidentali possibili, che sono in ultima analisi riconducibili al rilascio delle sostanze pericolose presenti nell'impianto.

Operativamente per l'analisi delle rotture casuali si è proceduto a:

- identificare le sostanze pericolose presenti nell'impianto ed i relativi stoccaggi con le specifiche condizioni di processo e individuare per ciascuna sostanza le apparecchiature accessorie e le linee di processo interessate;
- per ciascuna sostanza significativa definire uno o più di un caso di rottura random; qualora le stesse sostanze fossero presenti in linee aventi caratteristiche molto differenti (diametro e/o condizioni operative), si sono definite più rotture random per meglio rappresentare i diversi possibili casi di rilascio;
- per ciascun evento incidentale selezionato, sono state analizzate le peculiarità di rilascio, individuando le possibili sezioni intercettabili ed analizzando criticamente le conseguenze.

Il criterio di identificazione degli eventi incidentali seguito nel presente lavoro e dettagliato in precedenza prevede quindi la individuazione dei casi più significativi in termini di pericolosità della sostanza e criticità delle condizioni di processo, ipotizzando per ciascuno di essi una ipotesi di rilascio.

Tale metodologia comporta la valutazione di un numero elevato di possibili scenari incidentali, molto superiori ai pochi scenari che sarebbero individuati da una analisi finalizzata alla individuazione del solo caso più pericoloso (legato alle condizioni di processo più critiche e alla sola sostanza più pericolosa tra quelle presenti in impianto). Tale valutazione più approfondita premette però di fornire una valutazione quanto più possibile rappresentativa delle effettive sorgenti di rischio nello Stabilimento consentendo così al gestore una ottimale individuazione delle eventuali effettive necessità di miglioramento della sicurezza.

Metodi per la Valutazione delle Frequenze di Accadimento

Le frequenze di accadimento sono state calcolate mediante le seguenti metodologie:

- albero dei Guasti, per gli eventi derivanti da deviazioni di processo;
- metodologia API 581 per gli eventi di rilascio derivanti da perdite casuali di contenimento ("rotture random");
- alberi degli eventi per la quantificazione della probabilità dei singoli scenari incidentali.

Una descrizione generale del metodo degli Alberi dei Guasti e dell'applicazione della Metodologia API 581 per il calcolo delle frequenze da Rottura Casuale viene fornita nel seguito.

Alberi dei Guasti

La probabilità di accadimento degli eventi incidentali dovuti a deviazioni dei parametri di processo ed individuati con l'analisi HAZOP, è stata stimata con la tecnica degli alberi dei guasti. L'analisi dell'Hazop effettuato ha consentito di identificare un Top Event. La frequenza di occorrenza del Top Event è stata calcolata applicando la metodologia degli alberi di guasto ed utilizzando il programma Astra (Infocon, 2004). I ratei di guasto, i tempi di riparazione e test di tutti i componenti riportati nell'albero di guasto considerato per il calcolo del Top Event, nonché l'albero di guasto e le stampe dell'analisi effettuata (dati di input e risultati) sono riportate nell'Allegato 1.C.1.5.1.

Frequenza di Accadimento di Rilasci da Rotture Casuali ("Random")

Per il calcolo della frequenza di rilascio da Rotture Casuali ("Random") è stato fatto riferimento alla metodologia standard descritta nella specifica API 581 "Risk Based Inspection Resource Document", (API, 2000).

Tale standard fornisce valori di frequenza di rilascio "base" per tubazioni e per le principali apparecchiature di processo, considerando un valore medio statistico per ciascun tipo di rottura e specifica poi come correggere tale valore in base alle caratteristiche specifiche dell'impianto esaminato utilizzando appositi "fattori correttivi" basati sulla complessità del sistema, e cioè sul numero di flange, stacchi, valvole etc.

Le frequenze base di rilascio sono riportate al Paragrafo 1.C.1.6.2 così come la implementazione della metodologia.

Determinazione degli Eventi Incidentali

L'individuazione degli eventi incidentali, effettuata mediante i metodi descritti in precedenza, ha portato ad individuare i casi riassunti nella Tabella al Paragrafo 1.C.1.6.1.2. Nelle tabelle sono date le frequenze di accadimento degli eventi incidentali iniziatori

(rilasci). Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali effettivi identificati mediante albero degli eventi sono sempre riportate al Capitolo 1.C.1.6.1.

1.C.1.5.2 Ubicazione dei Punti Critici dell'Impianto

L'ubicazione dei punti critici connessi agli eventi incidentali considerati può essere ricavata dalla posizione delle apparecchiature e delle linee interessate dall'evento stesso, rappresentate nella planimetria riportata in Allegato 1.A.1.2.2 e dalle rappresentazioni grafiche degli scenari incidentali, riportate in Allegato 1.C.1.6.1.

1.C.1.5.3 Comportamento dell'Impianto in Caso di Indisponibilità delle Reti di Servizio

Il Terminale sarà dotato dei seguenti servizi:

- alimentazione energia elettrica;
- aria compressa strumenti;
- alimentazione acqua di mare;
- alimentazione acqua dolce ad uso potabile;
- alimentazione acqua dolce ad uso industriale;
- acqua di processo da Cartiera Burgo;
- fornitura azoto.

L'analisi della mancanza di servizi è stata sviluppata anche nello studio HAZOP effettuato (D'Appolonia, 2014f).

Nel seguito sono fornite indicazioni generali sul comportamento dell'impianto in caso di mancanza di servizi.

Alimentazione Energia Elettrica

Il terminale sarà connesso alla rete Nazionale di trasmissione dell'energia elettrica. Nel caso di interruzione della fornitura dalla rete Nazionale, i servizi essenziali di impianto saranno alimentati da un generatore diesel di emergenza. Gli impianti di rivelazione gas e incendi (F&G) ed i sistemi di controllo (DCS, ESD) saranno alimentati anche da batterie di emergenza e saranno connessi al quadro di distribuzione energia da generatore diesel di emergenza. La stazione di pompaggio principale antincendio sarà dotata di pompa principale azionata da motore diesel.

Aria Compressa - Strumenti

L'aria compressa sarà richiesta per l'alimentazione degli strumenti e per l'azionamento di valvole pneumatiche. In caso di interruzione del servizio le valvole si posizioneranno in modo da garantire la sicurezza dell'impianto. Le valvole di blocco e di intercettazione in emergenza (ESD) saranno del tipo "fail safe" che consente il posizionamento in condizione di sicurezza.

Acqua di Mare

L'acqua di mare alimenterà se necessario l'impianto antincendio, si vedano paragrafi 1.B.1.2.4.8.3 e 1.D.1.10.

Acqua Dolce ad Uso Potabile

L'acqua dolce ad uso potabile sarà fornita all'area di impianto tramite autobotte e sarà stoccata nel serbatoio localizzato nell'area Nord-Est, di capacità pari a 25 m³. L'assenza di acqua dolce non comporta alcuna problematica in termini di sicurezza dell'impianto.

Acqua Dolce ad Uso Industriale

L'acqua dolce ad uso industriale servirà, essenzialmente per alimentare:

- le stazioni di lavaggio e flussaggio di manutenzione;
- il make-up del circuito chiuso di raffreddamento.

L'assenza di acqua dolce industriale non comporta alcuna problematica in termini di sicurezza dell'impianto. Si veda il paragrafo 1.B.1.2.4.8.4 e 1.D.1.10.

Acqua di Processo Proveniente dalla Vicina Cartiera Burgo

L'acqua di processo proveniente dalla Cartiera Burgo alimenterà i Vaporizzatori.

La mancanza di acqua di processo può comportare:

- possibile ingresso di GNL in linea non criogenica con conseguente danneggiamento delle linee.

A tale proposito allo stato attuale del progetto è prevista una logica di controllo che in assenza di flusso di acqua chiude ingresso GNL ai vaporizzatori. L'Operatore potrà essere allertato nel caso di raggiungimento di basse temperature nel sistema.

Durante l'HAZOP è stato raccomandata l'installazione di un allarme di bassa portata acqua di processo indipendente dal regolatore, e che in fase di progettazione successiva si provveda alla formulazione di una procedura operativa di emergenza per intercettazione ORV in caso di mancanza acqua di processo.

Fornitura Azoto

L'azoto liquido sarà rifornito dall'esterno mediante autocisterne che alimenteranno un serbatoio di stoccaggio, il sistema è descritto al Paragrafo 1.B.1.2.4.8.6. Il sistema di alimentazione azoto è stato definito a livello preliminare, dovrà essere sviluppato in fase di progettazione successiva. La mancanza di azoto può comportare:

- mancanza di azoto per flussaggio della fiaccola, possibile presenza di ossigeno in linea in ingresso alla fiaccola, l'operatore in questo caso sarà allertato da allarme di bassa portata nella rete azoto e da allarme di innalzamento concentrazione di ossigeno nel sistema fiaccola;
- assenza di flussaggio in intercapedine dei serbatoi.

In fase di progettazione successiva dovranno essere previsti i sistemi di controllo e protezione della linea di azoto e il monitoraggio del flusso di azoto verso le utenze sensibili e le necessarie protezioni.

1.C.1.6 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

1.C.1.6.1 Identificazione degli Incidenti

La definizione delle cause iniziatrici di eventi incidentali è stata effettuata sulla base dell'analisi storica effettuata per installazioni simili e sulla base di analisi delle Random Rupture effettuate sulle sezioni di impianto più critiche o più significative e distinta per la parte Terminale e per la parte movimentazione delle navi gasiere nell'ambito portuale.

Nel presente rapporto, la frequenza di accadimento degli scenari incidentali individuati è stata valutata in maniera dettagliata quantitativa con riferimento alla metodologia data nello standard IP-UKOOA, 2006.

1.C.1.6.1.2 Identificazione degli Incidenti

Nella tabella seguente sono riportati gli scenari incidentali identificati. Per la descrizione e la definizione degli scenari si veda il paragrafo 1.C.1.6.2.1.1.

Tabella 9: Identificazione degli Incidenti

Evento	Descrizione
Evento 1	Rilascio di GNL sul ponte della nave
Evento 2	Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto
Evento 3	Rilascio di GNL dalla condotta che dal limite di impianto alimenta i serbatoi di stoccaggio
Evento 4	Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe di bassa pressione all'ingresso del Recondenser
Evento 5	Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe AP ai vaporizzatori (ORVs)
Evento 6	Rilascio di gas metano dalla condotta che collega gli ORVs alla stazione di misura
Evento 7	Rilascio di gas naturale dalla condotta in mandata ai compressori del BOG
Evento 8	Incendio dei bacini di raccolta – Pool Fire
Evento 9	Sovrappressione all'interno del Serbatoio del GNL

1.C.1.6.2 Analisi di Sicurezza

1.C.1.6.2.1 Analisi delle Frequenze

Nel seguito si riporta la classificazione delle frequenze di occorrenza di un evento incidentale e la metodologia utilizzata nella valutazione delle frequenze stesse.

Valutazione delle Frequenze di Occorrenza dei Rilasci (Eventi Base)

La valutazione di occorrenza delle frequenze di occorrenza relative a perdite di contenimento (“rotture random”) di apparecchiature/tubazioni è stata effettuata mediante la metodologia, utilizzata in numerosi Rapporti di Sicurezza, che si basa su dati di guasto per tubazioni e componenti e sulla valutazione del numero di componenti presenti e della lunghezza di tubazione.

In particolare sono stati utilizzati i dati storici di guasto presentati nelle Linee Guida API RP 581 (API, 2000). I valori dei ratei di guasto base per ogni componente di interesse e per le tubazioni, definiti in base alle dimensioni dei fori di rottura e del diametro della tubazione stessa, sono riportati nelle seguenti tabelle:

Tabella 10: Probabilità di Rottura Tubazioni - API RP 581

Diametro Tubazione (pollici)	Frequenza di Rottura (eventi/metro/anno)			
	1/4"	1"	4"	FB
3/4	3,28 E-05	--	--	9,84 E-07
1	1,64 E-05	--	--	1,64 E-06
2	9,84 E-06	--	--	1,97 E-06
4	2,95 E-06	1,97 E-06	--	2,30 E-07
6	1,31 E-06	1,31 E-06	--	2,62 E-07
8	9,84 E-07	9,84 E-07	2,62 E-07	6,56 E-08
10	6,56 E-07	9,84 E-07	2,62 E-07	6,56 E-08
12	3,28 E-07	9,84 E-07	9,84 E-08	6,56 E-08
16	3,28 E-07	6,56 E-07	6,56 E-08	6,56 E-08
>16	1,97 E-07	6,56 E-07	6,56 E-08	3,28 E-08

Tabella 11: Probabilità di Rottura di Apparecchiature - API RP581

Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
	1/4"	1"	4"	FB
Pompe Centrifughe:				
- Single Seal	6,0 E-02	5,0 E-04	1,0 E-04	0,0 E+00
- Double Seal	6,0 E-03	5,0 E-04	1,0 E-04	0,0 E+00
Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
Compressori:				
- Centrifughi	0,0 E+00	1,0 E-03	1,0 E-04	0,0 E+00
- Alternativi	0,0 E+00	6,0 E-03	6,0 E-04	0,0 E+00
Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
Vessel / Colonne:				
Vessel	4,0 E-05	1,0 E-04	1,0 E-05	6,0 E-06
Colonna di Processo	8,0 E-05	2,0 E-04	2,0 E-05	6,0 E-06
Apparecchiatura	Frequenza di Rottura (eventi/anno)			
Serbatoi atmosferici				
	4,0 E-05	1,0 E-04	1,0 E-05	2,0 E-05

Gli scenari di rilascio sono analizzati considerando diametri equivalenti di rottura pari a 1” e di 4”.

Rilasci di diametro superiore non sono stati considerati possibili date le caratteristiche delle tubazioni e delle apparecchiature di impianto che sono realizzate con materiale criogenico, che non infragilisce in caso di rilascio e contatto della sua superficie esterna con il prodotto freddo, e sono dotate di coibentazione che costituisce un ulteriore protezione delle tubazioni. Ciò è confermato dal criterio dato nel D.M. 15/5/1996 “Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.)” che prevede che per Unità classificate “A” (come praticamente tutte le Unità di processo del Terminale) può essere ritenuta marginale la rottura per diametri equivalenti superiori a 2”, se le tubazioni sono protette da urto, se non si svolgono operazioni di sollevamento carichi se non con tubazioni intercettate, siano adottate misure per evitare le basse temperature. Nel caso del Terminale queste condizioni sono rispettate e anzi, come nel caso della bassa temperatura, l’evento di infragilimento è impossibile grazie alla adozione di materiali criogenici appositi.

Relativamente alla valutazione delle frequenze di occorrenza per i rilasci equivalenti ad un pollice, la stima della frequenza viene fatta sommando le frequenze di rottura per diametri di ¼ di pollice e di un pollice date nello standard API RP581 mentre per i equivalenti a 4 pollici, la stima della frequenza viene fatta sommando le frequenze di rottura per diametri di 4 pollici e Full Bore.

Stimata la frequenza di occorrenza dell’evento base di rilascio occorre individuare gli scenari incidentali risultanti e calcolarne la frequenza di accadimento.

Valutazione della Frequenza di Occorrenza degli Scenari Incidentali – Applicazione Alberi degli Eventi

Gli scenari incidentali sono gli scenari “finali” che si sviluppano a seguito di un rilascio, in funzione delle caratteristiche dell’evento iniziatore (tipo di rilascio, tipo di sostanza rilasciata, ecc.) e di parametri esterni (ignizione, condizioni meteorologiche, ecc.).

La frequenza di uno scenario incidentale è data dalla frequenza di occorrenza dell’evento iniziatore moltiplicata per la probabilità degli eventi che portano allo specifico scenario accidentale. Questa analisi è effettuata applicando la tecnica dell’Albero degli Eventi, che mostra graficamente le possibili conseguenze che derivano da un evento iniziatore.

Un tipico Albero degli Eventi, rappresentativi per eventi iniziatori che coinvolgono un rilascio gassoso o liquido, è riportato nella seguente figura.

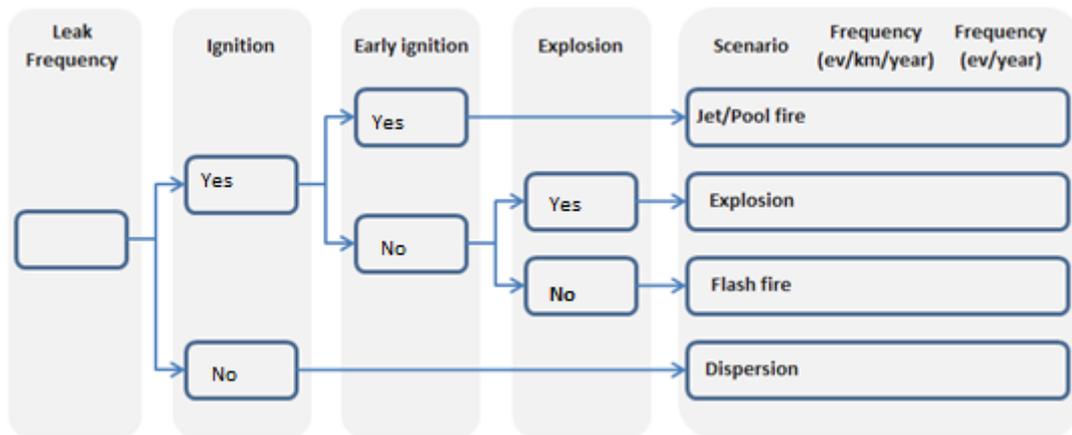


Figura 8: Albero degli Eventi per Rilascio Continuo di Liquido o Gas

Le frequenze degli specifici scenari pericolosi (Jet/Pool Fire, Flash Fire/Esplosione e Dispersione) vengono calcolate per mezzo degli Alberi degli Eventi, adottando valori di probabilità di innesco forniti dalla letteratura internazionale (IP-UKOOA), a partire dalle frequenze di rilascio della sostanza.

Un Albero degli Eventi è una rappresentazione visiva di tutti gli eventi che possono accadere in un sistema durante lo svolgersi di una sequenza incidentale. Il punto di partenza è l’evento indesiderato accidentale (in questo caso, la perdita di contenimento di materiale pericoloso). Gli “alberi” mostrano le sequenze degli eventi: ogni possibile scenario è quantificato su base probabilistica. Ogni ramo dell’evento rappresenta una sequenza di incidenti separata (che è definita da un set di relazioni funzionali tra l’evento iniziale e quello successivo).

La probabilità totale di innesco è calcolata in accordo con l’equazione seguente (IP-UKOOA) usando le correlazioni più conservative basate sui dati Cox e Lees (Cox et al., 1991).

$$\begin{aligned}
 \dot{M} \leq 100 \text{ kg/s} & \Rightarrow P_{\text{ignition}} = 10^{0.64 \cdot \text{Log}_{10} \dot{M} - 1.81} \\
 \dot{M} > 100 \text{ kg/s} & \Rightarrow P_{\text{ignition}} = 0.3
 \end{aligned}$$

dove P_{ignition} è la probabilità di innesco globale e M è la portata massica scaricata in [kg/s].

In accordo con IP-UKOOA, data la probabilità di innesco globale, il 30% degli eventi sono considerati inneschi immediati e il 70% degli eventi sono considerati inneschi ritardati.

In caso di innesco immediato l’evento incidentale evolve originando un Jet fire o Pool fire, in funzione della fase rilasciata e della frazione di liquido in grado di accumularsi al terreno; il tempo tra l’inizio del rilascio e l’innesco non è sufficiente alla formazione di nubi infiammabili, per cui non si attendono fenomeni Esplosivi o Flash Fire.

Al contrario, in caso di innesco ritardato, la dispersione del getto di gas o l’evaporazione della pozza di materiale infiammabile creano una nube infiammabile in grado di originare un Flash Fire o Esplosione. Nella modellazione dei rilasci, se la durata del rilascio è superiore a 10 minuti, si considera conservativamente che anche l’innesco ritardato avvenga comunque

prima dell'esaurimento del rilascio; in tal caso, oltre al Flash Fire o all'esplosione si osserva in modo contemporaneo anche un Jet Fire o un Pool Fire.

Nel caso in cui la nube infiammabile raggiunga un'area congestionata, in accordo con (IP-UKOOA,2006), la probabilità che l'innesco ritardato evolva in uno scenario di Esplosione è assunta pari al 20%.

Relativamente alla frequenza di occorrenza di uno scenario incidentale, si considera che eventi con frequenza di accadimento inferiore a $1,0 \text{ E-}07$ eventi/anno siano da considerare non credibili e pertanto non sono analizzati ulteriormente. Questo criterio è applicato generalmente nelle Analisi di Rischio ed è compatibile con il D.M. 9/5/2001 che riporta quali accettabili gli eventi che possono dare luogo a lesioni reversibili, per qualsiasi categoria territoriale, se presentano una frequenza di occorrenza inferiore a $1,0 \text{ E-}07$ eventi/anno.

1.C.1.6.2.1.1 Valutazione delle Frequenze di Occorrenza dei Rilasci e degli Scenari Risultanti

Sono state analizzate le rotture con dimensioni dei diametri equivalenti di rottura pari a 1 pollice e 4 pollici.

Di seguito si riporta l'elenco degli Eventi che sono stati analizzati e l'individuazione delle relative frequenze degli eventi e dei conseguenti scenari.

- Evento 1 – Rilascio di GNL sul ponte della nave;
- Evento 2 – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto;
- Evento 3 – Rilascio di GNL dalla condotta che dal limite di impianto alimenta i serbatoi di stoccaggio;
- Evento 4 – Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe di bassa pressione all'ingresso del Recondenser;
- Evento 5 – Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe AP ai vaporizzatori (ORVs);
- Evento 6 Rilascio di gas metano dalla condotta che collega gli ORVs alla stazione di misura;
- Evento 7 – Rilascio di gas naturale dalla condotta in mandata ai compressori del BOG;
- Evento 8 - Incendio dei bacini di raccolta – Pool Fire;
- Evento 9 - Sovrappressione all'interno del Serbatoio del GNL.

Evento 1 – Rilascio di GNL sul ponte della nave.

Questo evento incidentale considera un rilascio di GNL sul ponte della nave gasiera dovuto all'eventuale rilascio del collettore e dei tratti di condotta che si collegano ai bracci di carico.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1.

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1" e 4".

Tabella 12: Evento 1 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 1 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	1,48E-05
4	1,97E-06

Le frequenze di accadimento degli eventi incidentali devono tenere conto della durata reale di tempo in cui la nave gasiera sarà collegata al pontile per scaricare il GNL.

Si prevede che attracchino al terminale 22 metaniere all'anno. Si è quindi considerato cautelativamente un numero di attracchi pari a 34, valore superiore del 50% circa per tenere conto di un eventuale maggiore utilizzo del terminale. Considerando che lo scarico di ogni nave duri al massimo 15 ore, la frequenza è stata calcolata su un numero di 510 ore annue (34 navi x 15 ore), periodo in cui gli scenari incidentali possono realmente essere possibili, pari al 6% delle ore totali dell'anno.

La frequenza di accadimento dell'Evento 1 è quindi pari al 6% della frequenza di accadimento teorica di Tabella 12, e pari ai valori riportati nella tabella seguente.

Tabella 13: Evento 1 – Frequenze Evento Incidentale – Effettiva Presenza Nave

ID No. 1 - Frequenza evento incidentale – effettiva presenza nave	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	8,58E-07
4	1,14E-07

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1.

Tabella 14: Evento 1 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 1 – 1”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	3,59E-09	0,00E+00	8,39E-09	4,17E-07
5D	3,59E-09	0,00E+00	8,39E-09	4,17E-07
Totale	7,19E-09	0,00E+00	1,68E-08	8,34E-07

Tabella 15: Evento 1 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 1 – 4”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	1,37E-09	0,00E+00	3,20E-09	5,26E-08
5D	1,37E-09	0,00E+00	3,20E-09	5,26E-08
Totale	2,74E-09	0,00E+00	6,40E-09	1,05E-07

Le conseguenze dell'Evento 1 non sono riportate in quanto nessuno scenario incidentale è classificato come credibile. Dai risultati riportati nelle Tabelle precedenti risulta infatti che gli eventi di incendio o flash fire hanno una frequenza di accadimento ben inferiore a 1,0E-07 eventi/anno, sia per diametri equivalenti di 1” sia per quelli da 4”.

Evento 2 – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto.

Questo evento incidentale considera un rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento collegata ai bracci di scarico che va dal pontile al limite di impianto. Tale condotta si estende per 1200 m, attraversando la cassa di colmata del porto di Monfalcone.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento di rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1. In particolare si è considerata la tubazione del diametro di 36 pollici, che dalla testa del pontile raggiunge il Terminale nel tratto compreso tra due valvole di intercettazione di emergenza.

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1" e 4".

Tabella 16: Evento 2 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 2 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	3,41E-04
4	3,94E-05

Di seguito si riportano le frequenze degli scenari calcolati applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1.

Si precisa che lo scenario di esplosione è stato ritenuto non credibile, in quanto la condotta in analisi che collega il pontile all'impianto, trasferendo il GNL dalla nave gasiera all'impianto di gassificazione vero e proprio, attraversa una zona sgombra da altre apparecchiature e impianti e ritenuta quindi non confinata.

Tabella 17: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 2 – 1"	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,43E-06	0,00E00	3,33E-06	1,66E-04
5D		1,43E-06	0,00E00	3,33E-06	1,66E-04
Totale		2,86E-06	0,00E00	6,66E-06	3,32E-04

Tabella 18: Evento 2 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 2 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		4,73E-07	0,00E00	1,10E-06	1,81E-05
5D		4,73E-07	0,00E00	1,10E-06	1,81E-05
Totale		9,46E-07	0,00E00	2,20E-06	3,62E-05

Nell’analizzare questo evento incidentale si è tenuto conto del fatto che il terminale lavora in due differenti modalità operative:

- “unloading mode”, rigassificazione al 100% della capacità nominale e contemporaneo scarico di una nave gasiera;
- “holding mode”, rigassificazione al 100% della capacità nominale e nessuna nave gasiera attraccata e in fase di scarico.

Durante l’holding mode, per mantenere la linea a bassa temperatura, viene fatta circolare all’interno della condotta una piccola portata di GNL proveniente dai serbatoi di stoccaggio.

Durante la modalità unloading, una nave gasiera è attraccata al pontile e scarica il contenuto, fino ad una portata massima di 1200 m³/ora.

Il GNL che scorre nella condotta si trova in condizioni operative differenti a seconda appunto della modalità in cui l’impianto sta operando. Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali sono state modificate per tenere conto della reale durata delle operazioni annuali di scarico dalle metaniere.

Evento 2a – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto in fase di scarico della nave gasiera

Questo evento incidentale tratta l’Evento 2 sopra descritto in modalità operativa unloading, ovvero in fase di scarico della nave gasiera. In questo caso il GNL all’interno della condotta si trova nelle condizioni operative descritte di seguito:

- pressione: 6 bar;
- temperatura: -160°C;
- portata: 12000 m³/ora.

Tabella 19: Evento 2a – Dati Rilascio

ID No. 2a		
Diametro di Rottura ["]	1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]	7	109
Altezza del Rilascio [m]	1	1
Durata rilascio [min]	1815 (circa 30 ore)	120 (2 ore)

Valutazione delle Frequenze

Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali devono tenere conto della durata reale della fase di unloading, cioè del tempo in cui la nave gasiera sarà collegata al pontile per scaricare il carico.

Come già discusso per l'Evento 1, la durata della fase di unloading è pari al 6% delle ore totali dell'anno. La frequenza dell'Evento 2a è pari quindi al 6% della frequenza di accadimento totale.

Tabella 20: Evento 2a – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 2a – 1”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	8,28E-08	0,00E00	1,93E-07	9,61E-06
5D	8,28E-08	0,00E00	1,93E-07	9,61E-06
Totale	1,66E-07	0,00E00	3,86E-07	1,92E-05

Tabella 21: Evento 2a – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 2a – 4”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	2,74E-08	0,00E00	6,40E-08	1,05E-06
5D	2,74E-08	0,00E00	6,40E-08	1,05E-06
Totale	5,48E-08	0,00E00	1,28E-07	2,10E-06

Evento 2b – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto in fase di holding.

Questo evento incidentale tratta l'Evento 2 generico durante la fase cosiddetta di holding. In questo caso, il GNL all'interno della condotta si trova nelle condizioni operative descritte di seguito:

- pressione: 10,8 bar;
- temperatura: -159,1°C;
- portata: 240 m³/ora.

Tabella 22: Evento 2b – Dati Rilascio

ID No. 2b		
Diametro di Rottura ["]	1”	4”
Portata di Rilascio [kg/s]	9	47
Altezza del Rilascio [m]	1	1
Durata rilascio [min]	1350 (circa 22 ore)	265 (circa 4 ore)

Valutazione delle Frequenze

L'impianto lavorerà in modalità di holding durante tutto il tempo in cui non viene scaricato GNL, cioè nel 94% del tempo. Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali, saranno quindi il complemento di quelle relative all'Evento 2a.

Tabella 23: Evento 2b – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 2b – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,35E-06	0,00E00	3,14E-06	1,56E-04
5D		1,35E-06	0,00E00	3,14E-06	1,56E-04
Totale		2,69E-06	0,00E00	6,27E-06	3,13E-04

Tabella 24: Evento 2b – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 2b – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		4,45E-07	0,00E00	1,04E-06	1,71E-05
5D		4,45E-07	0,00E00	1,04E-06	1,71E-05
Totale		8,91E-07	0,00E00	2,08E-06	3,41E-05

Evento 3 – Rilascio di GNL dalla condotta che dal limite di impianto alimenta i serbatoi di stoccaggio.

L'Evento incidentale riguarda il rilascio di GNL dalle tubazioni che, dal limite di impianto, alimentano contemporaneamente i due serbatoi di stoccaggio, denominati T-211 e T-221.

Il GNL all'interno delle condotte si trova nelle condizioni operative descritte di seguito:

- pressione: 1,2 bar;
- temperatura: -160°C;
- portata: 12000 m³/ora.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento di rilascio da tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1. In particolare si è considerata la tubazione di 36” nel tratto che va dal limite impianto fino alla flangia, di circa 145 m, e la tubazione che dalla flangia si divide in due condotte di diametro 30” fino ai serbatoi per circa 105 m. Il tratto è compreso tra la valvola SDV al limite di impianto e l'ingresso dei serbatoi.

Tabella 25: Evento 3 – Dati Rilascio

ID No. 3		
Diametro di Rottura ["]	1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]	3	5
Altezza del Rilascio [m]	3	3
Durata rilascio [min]	780	52

Le durate di rilascio calcolate non tengono in considerazione l'intervento delle procedure di emergenza di impianto che saranno definite in fase di progettazione successiva. L'effettiva durata del rilascio sarà quindi considerevolmente ridotta rispetto alla stima conservativa riportata in tabella.

Valutazione delle Frequenze

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1" e 4".

Tabella 26: Evento 3 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 3 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	7,11E-05
4	8,20E-06

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate in Tabella 27 e Tabella 28.

Tabella 27: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 3 – 1”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	2,17E-08	1,01E-08	4,05E-08	3,55E-05
5D	2,17E-08	1,01E-08	4,05E-08	3,55E-05
Totale	4,34 E-08	2,02 E-08	8,10 E-08	7,10E-05

Tabella 28: Evento 3 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 3 – 4”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	7,43E-09	3,47E-09	1,39E-08	4,08E-06
5D	7,43E-09	3,47E-09	1,39E-08	4,08E-06
Totale	1,48E-08	6,94E-09	2,78E-08	8,16 E-06

Le conseguenze dell'Evento 3 non sono riportate in quanto nessuno scenario incidentale è classificato come credibile. Nelle Tabelle soprastanti si evince che solo la dispersione risulta avere una frequenza di accadimento maggiore di 1,0E-07 eventi/anno, sia per diametri equivalenti di 1” sia per quelli da 4”.

Evento 4 – Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe di bassa pressione all'ingresso del Recondenser

L'Evento descrive il rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe di rilancio in testa ai serbatoi di stoccaggio al recondenser V-301.

Il GNL all'interno delle condotte si trova nelle condizioni operative descritte di seguito:

- pressione: 10,9 bar;
- temperatura: -159°C;
- portata: 148 m³/ora.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento di rilascio da tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1. In particolare si è considerata la tubazione di 10” nel tratto che va dalle pompe di rilancio in testa ai serbatoi fino all'header, l'header stesso da 14” e la tubazione da 6” che collega l'header al recondenser. Il tratto è intercettato dal blocco pompe di rilancio e la valvola SDV30001 all'ingresso del recondenser.

Tabella 29: Evento 4 – Dati Rilascio

ID No. 4		
Diametro di Rottura ["]	1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]	9	29
Altezza del Rilascio [m]	3	3
Durata rilascio [min]	12,5	6

Le durate di rilascio calcolate non tengono in considerazione l'intervento delle procedure di emergenza di impianto che saranno definite in fase di progettazione successiva. Per tali ragioni l'effettiva durata del rilascio sarà considerevolmente ridotta rispetto alla stima conservativa riportata in tabella.

Valutazione delle Frequenze

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1" e 4".

Tabella 30: Evento 4 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 4 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	8,49E-05
4	1,26E-05

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate in Tabella 31 e Tabella 32. Gli scenari incidentali risultano tutti credibili ad esclusione dello scenario di esplosione per il rilascio da rottura con diametro equivalente di 4" che risulta non credibile in quanto la sua frequenza per ogni condizione atmosferica è minore di 1,00E-07 eventi/anno.

I risultati dell'analisi delle conseguenze degli scenari credibili sono riportati nelle figure in Allegato 1.C.1.6.1.

Tabella 31: Evento 4 – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 4 – 1"	Scenari Incidentali			
	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	3,99E-07	1,86E-07	7,46E-07	4,11E-05
5D	3,99E-07	1,86E-07	7,46E-07	4,11E-05
Totale	7,98E-07	3,72E-07	1,49E-06	8,22E-05

Tabella 32: Evento 4 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 4 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		9,30E-08	4,38E-08	1,74E-07	5,99E-06
5D		9,30E-08	4,38E-08	1,74E-07	5,99E-06
Totale		1,86E-09	8,76E-08	3,48E-07	1,20E-07

Evento 5 – Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe AP ai vaporizzatori (ORVs)

Questo evento considera il rilascio di GNL dalle tubazioni che collegano le pompe di alta pressione agli evaporatori. In particolare, si considera una condotta di 8” di circa 70 m dal collettore delle pompe alta pressione alla flangia e due condotte di 6” di circa 16 m ciascuna dalla flangia di separazione ai vaporizzatori.

Il GNL all’interno delle condotte si trova nelle condizioni operative descritte di seguito:

- pressione: 91,4 bar;
- temperatura: -135,9°C;
- portata: 169 m³/ora.

La valutazione della frequenza di occorrenza dell’evento di rilascio da tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1.

Tabella 33: Evento 5 – Dati Rilascio

ID No. 5		
Diametro di Rottura ["]	1”	4”
Portata di Rilascio [kg/s]	26	31
Altezza del Rilascio [m]	1	1
Durata rilascio [min]	5	4

Le durate di rilascio calcolate non tengono in considerazione l’intervento delle procedure di emergenza di impianto che saranno definite in fase di progettazione successiva.

Valutazione delle Frequenze

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1” e 4”.

Tabella 34: Evento 5 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 5 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	9,18E-05
4	1,22E-05

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate in Tabella 35 e Tabella 36 .

Nel caso di rottura di diametro equivalente 1", gli scenari incidentali risultano tutti credibili. Anche lo scenario esplosione ha frequenza di accadimento credibile, ma, come riportato successivamente nella valutazione delle conseguenze, dalla simulazione dell'evento incidentale risulta che la massa infiammabile che potrebbe formarsi è molto al di sotto di 1,5 tonnellate.

Sulla base della letteratura tecnica internazionale e secondo quanto suggerito dal D.M. del 20/10/1998 relativo a liquidi infiammabili e dal D.M. 15/5/1996 relativo a depositi di GPL, si considera possibile la esplosione in ambiente parzialmente confinato, quale quello di impianto, quando la massa infiammabile è maggiore di 1.5 tonnellate.

Nel caso di rottura di diametro equivalente 4", lo scenario di esplosione non risulta credibile. Ha infatti una frequenza inferiore a 1,00E-07 eventi/anno.

I risultati dell'analisi delle conseguenze degli scenari credibili sono riportati nelle figure in Allegato 1.C.1.6.1.

Tabella 35: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 1"

ID No. 5 – 1"	Scenari Incidentali			
	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
Condizione Meteo				
2F	1,08E-06	5,02E-07	2,01E06	4,23E-05
5D	1,08E-06	5,02E-07	2,01E06	4,23E-05
Totale	2,16E-06	1,00E-07	4,02E-06	8,46E-05

Tabella 36: Evento 5 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 5 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,57E-07	7,35E-08	2,94E-07	5,58E-06
5D		1,57E-07	7,35E-08	2,94E-07	5,58E-06
Totale		3,14E-07	2,09E-09	5,88E-07	1,11E-07

Evento 6 – Rilascio di gas metano dalla condotta che collega gli ORVs alla stazione di misura

L’evento fa riferimento ad un rilascio di gas dalla tubazione che va dalla testa dei vaporizzatori al limite di batteria dell’impianto. Si tratta di due condotte in uscita dai vaporizzatori lunghe circa 50 m di diametro 8” che poi si uniscono in un unico tratto lungo circa 45 m di diametro 10”. L’intercettazione in caso di emergenza è fatta dal blocco degli evaporatori e dalla valvola SDV in uscita alla stazione di misura fiscale (limite di impianto).

Relativamente alla valutazione della frequenza di occorrenza dell’evento si è fatto riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1.

In queste condotte scorre gas naturale allo stato gassoso, alle seguenti condizioni operative:

- pressione: 75,9 bar;
- temperatura: 11,6°C;
- portata: 1029 m3/ora.

Tabella 37: Evento 6 – Dati Rilascio

	ID No. 6	
	1”	4”
Diametro di Rottura ["]	1”	4”
Portata di Rilascio [kg/s]	7	33
Altezza del Rilascio [m]	1	1
Durata rilascio [min]	4,5	3,5

Le durate di rilascio calcolate non tengono in considerazione l’intervento delle procedure di emergenza di impianto che saranno definite in fase di progettazione successiva.

Valutazione delle Frequenze

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1” e 4”.

Tabella 38: Evento 6 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 6 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	2,07E-03
4	1,33E-04

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate in Tabella 39 e Tabella 40. Lo scenario di esplosione non è stato ritenuto credibile, in quanto la condotta in analisi attraversa aree dell'impianto che non si ritengono non confinate. La condotta collega infatti i due evaporatori alla stazione di misura fiscale del GNL, che si trova al limite di impianto.

Si sottolinea inoltre che la simulazione effettuata non riporta la formazione di massa infiammabile.

Tabella 39: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 6 – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,61E-05	0,00E+00	3,76E-05	9,81E-04
5D		1,61E-05	0,00E+00	3,76E-05	9,81E-04
Totale		3,22E-05	0,00E+00	7,52E-05	1,96E-03

Tabella 40: Evento 6 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 6 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		2,93E-06	0,00E+00	6,83E-06	5,67E-05
5D		2,93E-06	0,00E+00	6,83E-06	5,67E-05
Totale		5,86E-06	0,00E+00	1,36E-07	1,13E-06

I risultati dell'analisi delle conseguenze degli scenari credibili sono riportati nelle figure in Allegato 1.C. 1.6.1.

Evento 7 – Rilascio di gas naturale dalla condotta in mandata ai compressori del BOG

L'evento considera il rilascio di gas naturale dalla tubazione in mandata ai compressori del Boil-Off Gas, che viene poi reinviato in testa al recondenser allo scopo di essere appunto ricondensato.

Il gas si trova alle seguenti condizioni operative:

- pressione: 7,5 bar;
- temperatura: 6,4°C,
- portata: 1502 m³/ora.

Si tratta di una condotta di circa 100 m con diametro 6". Si tiene conto della condotta fino all'ingresso in testa al recondenser V-301. L'intercettazione in emergenza è effettuata dal blocco del compressore. Relativamente alla valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento si è fatto riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1.

Tabella 41: Evento 7 – Dati Rilascio

ID No. 7		
Diametro di Rottura ["]	1"	4"
Portata di Rilascio [kg/s]	0,65	3.6
Altezza del Rilascio [m]	1	1
Durata rilascio [min]	3,5	3

Le durate di rilascio calcolate non tengono in considerazione l'intervento delle procedure di emergenza di impianto che saranno definite in fase di progettazione successiva.

Valutazione delle Frequenze

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali per le rotture di diametro equivalente 1" e 4".

Tabella 42: Evento 7 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 7 - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
1	2,27E-04
4	2,47E-05

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate nelle Tabelle 43 e 44 seguenti. Tutti gli scenari incidentali presentano frequenze di accadimento tali da renderli classificabili come credibili, ad eccezione dello scenario di esplosione nel caso di rottura del diametro equivalente di 4 pollici.

I risultati dell'analisi delle conseguenze degli scenari credibili sono riportati nelle figure in Allegato 1.C.1.6.1.

Tabella 43: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 1”

ID No. 7 – 1”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		4,06E-07	1,90E-07	7,58E-07	1,12E-04
5D		4,06E-07	1,90E-07	7,58E-07	1,12E-04
Totale		8,12E-07	3,80 E-07	1,51E-08	2,24E-04

Tabella 44: Evento 7 – Frequenze Scenari Rottura 4”

ID No. 7 – 4”	Scenari Incidentali				
	Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F		1,32E-07	6,14E-08	2,46E-07	1,19E-05
5D		1,32E-07	6,14E-08	2,46E-07	1,19E-05
Totale		2,64E-07	1,22E-07	4,92E-07	2,38E-05

Evento 8 – Incendio dei bacini di raccolta – Pool Fire

Questo evento descrive l'eventuale incendio in uno dei bacini di raccolta degli eventuali rilasci di GNL spill. I bacini di raccolta sono tre:

- bacino di raccolta presso il pontile;
- bacino di raccolta presso i serbatoi di stoccaggio;
- bacino di raccolta presso l'area di processo.

L'evento è stato simulato utilizzando il modello pool fire, pozza incendiata, per ogni bacino di raccolta degli spill.

Evento 8a – Incendio del bacino di raccolta presso il pontile

Il bacino è stato dimensionato per contenere un minuto di rilascio di una rottura completa di un braccio di carico. È stata conservativamente considerata una durata di rilascio di un minuto anche se nel D.M. 15/05/96 è riportato che in presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico i tempi di intercettazione possano essere compresi tra i 20 e i 40 secondi. Il volume di GNL contenuto nel braccio si considera che venga convogliato al separatore di banchina che è stato dimensionato per tale scopo.

Il bacino di raccolta presso il pontile ha le seguenti caratteristiche:

- volume: 70 m³;

- superficie: 30 m².

L'incendio è stato simulato tramite una pozza del diametro 6,2 m.

Valutazione delle Frequenze

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1. In particolare si è considerata la tubazione del diametro di 16 pollici che dai bracci di carico va fino al collettore in testa del pontile.

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali con un di qualsiasi diametro equivalente di rottura.

Tabella 45: Evento 8a – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 8a - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
¼+1+4+FB	3,01 E-04

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate nella Tabella 46 seguente

Tabella 46: Evento 8a – Frequenze Scenari Rottura ¼”+1”+4”+FB

ID No. 8a – 1”	Scenari Incidentali			
	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	3,61E-06	0,00E+00	8,43E-06	1,38E-04
5D	3,61E-06	0,00E+00	8,43E-06	1,38E-04
Totale	7,22E-06	0,00E+00	1,69E-05	2,77E-04

Evento 8b – Incendio dei bacini di raccolta presso l'area di processo

Il bacino è stato dimensionato per contenere tre minuti di rilascio di una rottura con diametro equivalente di 4 pollici della sezione di impianto che va dalle pompe alta pressione ai vaporizzatori (Evento 5). È stata conservativamente considerata una durata di rilascio di tre minuti anche se in nel D.M. 15/05/96 è riportato che in presenza di valvole motorizzate ad azionamento mediante a mezzo di pulsante di emergenza i tempi di intercettazione siano comprese tra 1 e 3 minuti.

Il bacino di raccolta presso l'area di processo ha le seguenti caratteristiche:

- volume: 15,6 m³;
- superficie: 6,25 m².

L'incendio è stato simulato tramite una pozza del diametro 2,8 m.

Valutazione delle Frequenze

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1. In particolare si è considerata la tubazione presente nella zona di processo e le tre pompe di alta pressione.

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali con un di qualsiasi diametro equivalente di rottura.

Tabella 47: Evento 8b – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 8b - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
¼+1+4+FB	8,90 E-04

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate nella Tabella 48 seguente

Tabella 48: Evento 8b – Frequenze Scenari Rottura ¼”+1”+4”+FB

ID No. 8b – 1”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	6,76E-06	0,00E+00	1,58E-05	4,22E-04
5D	6,76E-06	0,00E+00	1,58E-05	4,22E-04
Totale	1,35E-05	0,00E+00	3,16E-05	8,45E-04

Evento 8c – Incendio dei bacini di raccolta presso i serbatoi di stoccaggio

Il bacino è stato dimensionato per contenere tre minuti di rilascio di una rottura con diametro equivalente di 4 pollici della sezione di impianto che va dalle pompe di bassa pressione alle pompe di alta pressione (Evento 4). È stata conservativamente considerata una durata di rilascio di tre minuti anche se in nel D.M. 15/05/96 è riportato che in presenza di valvole motorizzate ad azionamento mediante a mezzo di pulsante di emergenza i tempi di intercettazione siano comprese tra 1 e 3 minuti.

Il bacino di raccolta presso l'area di stoccaggio ha le seguenti caratteristiche:

- volume: 43,1 m³;
- superficie: 17,25 m².

L'incendio è stato simulato tramite una pozza del diametro 4,7 m.

Valutazione delle Frequenze

La valutazione della frequenza di occorrenza dell'evento rottura tubazione è stata effettuata facendo riferimento alla metodologia API 581 riportata al Paragrafo 1.C.1.6.2.1.1. In

particolare si è considerata la tubazione presente nella zona di stoccaggio tra i serbatoi principali e le pompe di alta pressione.

Di seguito sono riportate le frequenze di accadimento degli eventi incidentali con un di qualsiasi diametro equivalente di rottura..

Tabella 49: Evento 8c – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 8c - Frequenza evento incidentale	
Diametro equivalente [pollici]	[ev./anno]
¼+1+4+FB	1,40 E-04

Le frequenze degli scenari calcolate applicando la tecnica dell'Albero degli Eventi come riportata al capitolo 1.C.1.6.2.1 sono riportate nella Tabella 50 seguente.

Tabella 50: Evento 8c – Frequenze Scenari Rottura ¼”+1”+4”+FB

ID No. 8c – 1”	Scenari Incidentali			
Condizione Meteo	Jet Fire / Pool Fire [ev./anno]	Esplosione [ev./anno]	Flash Fire [ev./anno]	Dispersione [ev./anno]
2F	1,03E-06	0,00E+00	2,41E-06	6,66E-05
5D	1,03E-06	0,00E+00	2,41E-06	6,66E-05
Totale	2,07E-06	0,00E+00	4,82E-06	1,33E-04

Evento 9 – Sovrappressione all'interno del Serbatoio del GNL

Questo evento è relativo al verificarsi di una sovrappressione all'interno dei serbatoi di GNL causata da un blocco sulla linea dei gas dai serbatoi e a un fallimento di tutte le protezioni presenti. Questo evento è stato individuato a seguito dello studio HAZOP e la sua frequenza di occorrenza è stata calcolata mediante Albero dei Guasti come descritto al paragrafo 1.C.1.5.

Gli alberi di guasto e le stampe dell'analisi effettuata (dati di input e risultati) sono riportate nell'Allegato 1.C.1.5.1.

La frequenza di occorrenza calcolata per questo evento è riportata nella tabella seguente.

Tabella 51: Evento 9 – Frequenze Base Evento Incidentale

ID No. 9 - Frequenza evento incidentale
[ev./anno]
5,8E-09

L'evento non risulta credibile in quanto la sua frequenza è molto minore di 1,00E-07 eventi/anno.

1.C.1.6.2.2 Classificazione e Valutazione delle Conseguenze

1.C.1.6.2.2.1 Classificazione delle Conseguenze

I valori di riferimento per la valutazione degli effetti sono riportati nella seguente tabella, congruentemente con quanto richiesto dalla normativa vigente:

Tabella 52: Soglie di Danno Valori di Riferimento

Soglie di Danno a Persone e Strutture		Livello di Danno				
		Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti Domino
Scenario Incidentale	Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12,5 kW/m ² (6)
	Flash-fire ⁽¹⁾ (radiazione termica istantanea)	LFL ⁽²⁾	0,5 LFL	---	---	---
	UVCE ⁽³⁾ (Sovrappressi o-ne di picco)	0,3 bar (0,6 bar in spazi aperti)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar
	Rilascio tossico	LC50 30 min ⁽⁴⁾	---	IDLH ⁽⁵⁾	---	---
	Fireball/BLEVE	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	100 m da parco bombole 600 m da stoccaggio in sfere 800 m da stoccaggio in cilindri

NOTE

- (1) Flash-fire = Incendio di vapori infiammabili.
- (2) LFL = Limite inferiore di infiammabilità.
- (3) UVCE = Esplosione non confinata.
- (4) LC₅₀ = Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti. Il valore di LC₅₀ utilizzato è quello relativo all'uomo per esposizione di 30 minuti.
- (5) IDLH = Concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute.
- (6) Valore valido per serbatoi. Per le altre apparecchiature viene assunto il valore di 37,5 kW/m².

Si evidenzia che nessuno degli scenari incidentali comporta la dispersione di sostanze tossiche; non sono quindi da prendere in considerazione nella analisi rischi legati alla tossicità.

Irraggiamento

Le radiazioni termiche prodotte da un incendio possono provocare danni alle strutture, variabili dal semplice scolorimento ed indebolimento strutturale fino alla distruzione dello stesso.

Nel caso di materiali non combustibili, la temperatura può aumentare fino a valori ai quali il materiale perde le sue caratteristiche di resistenza e consistenza. Se si tratta di elemento strutturale portante, è possibile che si verifichi il collasso della struttura, una volta superato un certo carico termico.

Per la stima della probabilità di effetto domino si fa riferimento alla tabella utilizzata, a tal proposito, da Comandi dei Vigili del Fuoco, di seguito riportata.

Tabella 53: Probabilità di Effetto Domino - Irraggiamento

Effetto sorgente	Probabilità di effetto domino	Note
Ingolffamento in fiamma con durata inferiore a 5 min	0	
Ingolffamento in fiamma con durata tra 5 e 10 min	0.5	
Ingolffamento in fiamma con durata superiore a 10 min	1	
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min (per obiettivo serbatoi atmosferici)	1	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min (per obiettivo serbatoi pressurizzati e tubazioni)	0.5	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	1	(2)
Irraggiamento inferiore o uguale a 12.5 kW/m ²	0	(1)
Irraggiamento tra 12.5 kW/m ² e 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento tra 12.5 kW/m ² e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min	Vedi nota	(3)
Irraggiamento tra 12.5 kW/m ² e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	Vedi nota	(4)

Nota 1: Salvo i casi in cui si ipotizzabile una propagazione dell'incendio a causa di materiale strutturale o componentistico infiammabile (es. pennellature di materiale plastico) ovvero un danneggiamento componenti particolarmente vulnerabili (es. recipienti o tubazioni in vetroresina, serbatoi o tubazioni con rivestimenti plastici etc.).

Nota 2: Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione attivi (raffreddamento) automatici o manuali, aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di efficacia per tutta la durata dell'effetto sorgente, le probabilità di effetto domino ne dovranno tener conto. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fireproofing, interrimento, barriere tagliafiamme) le probabilità di effetto domino sono trascurabili per durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello eventuale di resistenza del sistema.

Nota 3: Probabilità interpolata linearmente tra 0 e 0,5.

Nota 4: Probabilità interpolata linearmente tra 0 e 1.

Durate dei Rilasci

Per il calcolo del quantitativo totale rilasciato è necessario valutare la durata del rilascio. Questo valore corrisponde al tempo di intervento necessario per isolare la sezione sommato al tempo necessario perché la sezione intercettata e isolata si svuoti.

Il tempo di svuotamento della sezione intercettata è stato valutato considerando una diminuzione lineare della portata di rilascio nel tempo. Il tempo di intervento per l'intercettazione, funzione dei dispositivi di protezione presenti ed in linea con quanto citato dal D.M. del 15/05/96, Ministero dell'Ambiente "Criteri di analisi e valutazione dei Rapporti di Sicurezza relativi ai depositi di GPL" e dalla "Guida del Ministero dell'Interno alla lettura, all'analisi ed alla valutazione dei Rapporti di Sicurezza", è stimato come segue:

Tabella 54: Valori Guida per la Stima del Tempo di Intervento nella Quantificazione delle Conseguenze di uno Scenario Incidentale

Dispositivi di Protezione	Tempo di Intervento
Presenza di sensori che attuano il blocco automatico delle valvole motorizzate	20-40 secondi
Presenza di valvole motorizzate ad azionamento manuale in locale (da più punti)	1-3 minuti
Presenza di valvole motorizzate ad azionamento manuale in remoto (da un solo punto)	3-5 minuti
Intervento manuale su valvole manuali	10-30 minuti

Per il terminale in oggetto, in considerazione del tipo di impianto, della presenza di rilevatori di gas e freddo che attiveranno allarmi in sala controllo e non ultima la visibilità di un rilascio (che formerà una nube biancastra per effetto della condensazione della umidità atmosferica) è stato considerato conservativamente un tempo di tre minuti per la chiusura delle ESDV a partire dal momento del rilascio. La durata di tre minuti è in relazione all'evento di attivazione manuale in chiusura da parte di un operatore di impianto. In caso di azionamento automatizzato delle valvole ESD le tempistiche di chiusura potranno essere molto inferiori come da tabella precedente.

1.C.1.6.2.2.2 Condizioni Atmosferiche Considerate

Sulla base dei dati meteorologici disponibili per il sito, le analisi sono state effettuate facendo riferimento alle seguenti condizioni atmosferiche:

- classe di stabilità F, velocità del vento 2 m/s, indicata con 2F;
- classe di stabilità D, velocità del vento pari a 5 m/s, indicata con 5D.

Tali condizioni sono state integrate considerando:

- temperatura ambiente media pari a 13°C;
- umidità relativa pari a 90%.

Le scelte delle condizioni atmosferiche considerate sono state tratte dall'analisi dati climatici disponibili relativi alla stazione meteorologica ENAV "Ronchi dei Legionari" (ubicazione Lat: 45.826668 - Long: 13.472222 WGS 84 – UTM 33). I dati sono stati estratti dall'"Atlante Climatico" disponibile presso il sito web del Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare, sito web).

Informazioni più dettagliate e specifiche considerazioni sono riportate al Paragrafo 1.C.1.3.

1.C.1.6.2.2.3 Elementi Interni ed Esterni al Sito

Al fine di valutare l'impatto potenziale di un evento incidentale occorre conoscere le distanze tra i diversi componenti/elementi interni ed esterni al sito. Le distanze considerate sono riportate nella seguente tabella e si basano sulla planimetria data in Allegato 1.A.1.2.1.

Tabella 55: Distanze tra Elementi Interni ed Esterni al Sito

Distanza (in metri) tra:			
Banchina	e	Limite Area di Impianto	680
	e	Edificio Sala Controllo	1050
Tubazioni di uscita dal serbatoio GNL in sito	e	Edificio Sala Controllo	150
Tubazioni gas di evaporazione	e	Edificio Sala Controllo	80
Compressori	e	Fronte Banchina	880
	e	Edificio Sala Controllo	140
Vaporizzatori	e	Fronte Banchina	960
	e	Edificio Sala Controllo	90
Distanza tra il terminale e il villaggio del pescatore			Circa 1 km
Distanza tra il terminale e Monfalcone			Circa 2 Km

1.C.1.6.2.2.4 Modelli Utilizzati

Le analisi delle conseguenze sono state effettuate utilizzando il programma di calcolo Phast 6.54 (DNV, 2007).

1.C.1.6.2.2.5 Valutazione delle Conseguenze

Nel seguito si riporta l'analisi delle conseguenze degli scenari le cui frequenze sono state considerate credibili al paragrafo 1.C.1.6.11. Relativamente alla modellazione dei rilasci da tubazioni è stata considerata una orientazione del rilascio a 45° rispetto al suolo. Gli eventi di incendio da pozza sono stati valutati considerando un'orientazione del getto diretta verso il basso.

Per la valutazione delle dispersioni conseguenti ad eventuali rilasci è stata impostata come "rugosità superficiale" (parametro relativo al tipo di superficie) per tutti gli scenari un valore di 50 cm caratteristico di aree con numerosi ostacoli.

In generale l'elevazione assunta per valutazione degli effetti è stata posta pari a 1.5 metri sul livello del suolo allo scopo di tenere conto dei possibile effetti sugli operatori eventualmente presenti nelle aree del terminale. In alcuni casi per scenari i cui punti sorgente erano posizionati a livelli superiori al piano campagna sono stati valutati gli effetti all'elevazione del punto di rilascio stesso per verificare le conseguenze sulle apparecchiature presenti nei pressi.

Evento 1 – Rilascio di GNL sul ponte della nave.

Le conseguenze dell'Evento 1 non sono riportate in quanto nessuno scenario incidentale è classificato come credibile (vedi Sezione 1.C.1.6.2.1.1)

Evento 2a – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto in fase di scarico della nave gasiera.

Di seguito sono presentate le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture del diametro equivalente di 1” e 4”; gli effetti sono calcolati a 1,5 m di altezza da terra.

Tabella 56: Evento 2a – Distanze di Danno Rottura 1”

ID No. 2a – 1”	Rilascio GNL				
	Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
8	47	38	33	26	15
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
37	58	47	41	31	4
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
8	46	39	34	28	19
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
29	57	46	39	32	11
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
8	46	39	34	28	19
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
29	57	46	39	32	11
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		

Tabella 57: Evento 2a – Distanze di Danno Rottura 4”

ID No. 2a – 4”	Rilascio GNL		
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F	Risultati ad 1.5 m di altezza	
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:		
--	LFL [m]	½ LFL [m]	
	211	503	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D	Risultati ad 1.5 m di altezza	
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:		
--	LFL [m]	½ LFL [m]	
	1	231	

Effetti dell’Evento

Nave gasiera

Nel caso di rilascio da 1 pollice, la nave gasiera potrebbe essere interessata da irraggiamenti di 7 kW/m² o inferiori, solo per una breve area in corrispondenza con la connessione ai bracci di scarico. Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili al personale presente nella zona e fatalità.

Si evidenzia che una volta avviate le operazioni di scarico GNL il personale sia a bordo nave che al pontile non è tenuto a stazionare nei pressi dei bracci di scarico e la rottura di una linea causa una situazione di emergenza che determina la necessità di allontanare la nave gasiera dal pontile. Gli operatori del terminale e della nave saranno quindi generalmente in posizione di sicurezza rispetto allo scenario atteso.

In caso di jet fire la distanza di danno per il personale è al massimo di circa 41 m dal punto di rilascio. Il personale dovrebbe quindi trovarsi entro tale distanza dalla sezione nella quale avviene il rilascio. Considerando che il personale è presente durante le operazioni alla banchina o a terra, la frequenza di occorrenza di un evento in una sezione di tubazione di circa 41 m dalla testa del pontile o da terra tale da interessare un operatore del terminale con valori di almeno 7 kw/m² (considerando anche la direzionalità del getto e il fatto che il personale è in genere presente sulla banchina solo per un periodo limitato di tempo) risulta molto bassa, dell’ordine di 5.6 E-09 ev/anno, per cui la possibilità di causare danno ad un operatore per questo evento è da considerare non credibile.

Lo scenario presenta una notevole durata ed è connesso allo svuotamento della tubazione interessata. La durata dello scenario potrà essere ridotta una volta intraprese le azioni di emergenza che saranno pianificate nel Piano di Emergenza Interno atte a contrastare le conseguenze ed a ridurre la durata dell’evento mediante attivazione degli impianti di protezione presenti al Terminale.

Si evidenzia che al verificarsi di un evento incidentale l’operazione di scarico da gasiera viene immediatamente sospesa, e la nave immediatamente allontanata allo scopo di evitare qualsiasi coinvolgimento nell’evento stesso. Lo scenario non comporta quindi insorgenza di effetti domino.

Relativamente allo scenario di flash fire, il personale eventualmente presente sul ponte della nave può essere soggetto a fatalità.

Al terminale

In caso di jet fire la distanza di danno per il personale è al massimo di circa 41 m. Il personale dovrebbe quindi trovarsi entro tale distanza dalla sezione nella quale avviene il rilascio.

Considerando che il personale è presente durante le operazioni al terminale, la frequenza di occorrenza di un evento è stata rivalutata per una sezione significativa che può dare rilasci tali da interessare personale presente nel terminale con valori di almeno 7 kW/m². Tale sezione è stata stimata della lunghezza di 200 m pari al tratto di condotta che corre in prossimità del terminale. La frequenza di occorrenza così corretta risulta molto bassa, dell'ordine di 2,7 E-08 ev/anno, per cui la possibilità di causare danno ad un operatore per questo evento è da considerare non credibile.

Lo scenario presenta una notevole durata ed è connesso allo svuotamento della tubazione interessata. La durata dello scenario potrà essere ridotta una volta intraprese le azioni di emergenza che saranno pianificate nel Piano di Emergenza Interno atte a contrastare le conseguenze ed a ridurre la durata dell'evento mediante attivazione degli impianti di protezione presenti al Terminale.

Si evidenzia che valori di irraggiamento elevati in grado di comportare escalation incidentali non presentano estensioni tali da interessare apparecchiature che contengano quantità di GNL tali da comportare insorgenza di effetti domino. Lo scenario non comporta quindi insorgenza di effetti domino.

Relativamente allo scenario di flash fire il personale eventualmente presente al terminale e all'esterno di edifici e strutture può essere soggetto a fatalità.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale sono raggiunte da valori di irraggiamento e/o flash fire che possono provocare lesioni irreversibili e fatalità a soggetti terzi eventualmente presenti nell'area.

La zona interessata dall'irraggiamento è un'area industriale classificata in Categoria F.

Gli scenari incidentali che impattano sulla zona esterna al terminale sono in accordo alla categoria territoriale limitrofa allo stabilimento.

Evento 2b – Rilascio di GNL dalla condotta di trasferimento dal pontile al limite di impianto in fase di holding.

Di seguito sono presentate le distanze di danno degli scenari credibili per le rotture del diametro equivalente di 1" e 4"; gli effetti sono calcolati a 1,5 m di altezza da terra.

Tabella 58: Evento 2b – Distanze di Danno Rottura 1”

ID No. 2b – 1”	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
9	55	44	39	31	17
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
41	65	53	47	36	4
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	--		1		
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
9	55	46	41	33	22
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
32	64	52	45	36	15
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		

Tabella 59: Evento 2b – Distanze di Danno Rottura 4''

ID No. 2b – 4''	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
20	128	103	89	70	39
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
81	141	112	99	79	11
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			176	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
20	129	106	93	75	49
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
63	136	109	94	75	37
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	

Le distanze di danno relative al flash fire differiscono significativamente nelle due condizioni meteo di riferimento in quanto nel caso 5D la dispersione del gas si mantiene sempre a quote superiori a 1,5 metri di altezza, mentre nelle condizione meteo più stabili 2F la nube di gas rimane a quote più prossime al suolo.

Effetti dell'Evento

Nave gasiera

Durante la fase di holding la nave gasiera non sarà ormeggiata alla banchina.

Al terminale

Un tratto della condotta, di circa 200 m scorre a distanze ravvicinata dall'impianto di rigassificazione. In questo tratto si deve segnalare che un rilascio dovuto ad una rottura da 4" potrebbe raggiungere il K.O. Drum della torcia, un serbatoio e i compressori di BOG e di alta pressione con un irraggiamento da 12,5 Kw/m². La frequenza di questi scenari è 1,5 E-07 eventi /anno. Non si prevedono effetti domino poiché:

- il K.O. Drum della torcia sarà interrato localizzato in bacino interrato;
- il serbatoio di stoccaggio GNL è a doppio contenimento e sarà protetto da monitori auto brandeggianti che provvederanno al raffreddamento delle superficie esterna del serbatoio;
- i compressori alta pressione e BOG sono in parte schermati da cabinato esterno e protetti da un impianto a diluvio.

In caso di jet fire la distanza di danno per il personale è al massimo di circa 99 m. Il personale dovrebbe quindi trovarsi entro tale distanza dalla sezione di circa 200 m sopra identificata nella quale avviene il rilascio.

Nel caso di rilasci da 4" il terminale potrebbe essere interessato da irraggiamento dovuto a Flash Fire, tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale al terminale e all'esterno di edifici e strutture.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale sono raggiunte da valori di irraggiamento e/o flash fire che possono provocare lesioni irreversibili e fatalità a soggetti terzi presenti nell'area.

La zona interessata dall'irraggiamento è un'area industriale classificata in Categoria F.

Gli scenari incidentali che impattano sulla zona esterna allo stabilimento sono in accordo alla categoria territoriale limitrofa allo stabilimento, come riportato al paragrafo 1.C.1.6.2.2.6.

Evento 4 – Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe di bassa pressione all'ingresso del Recondenser

Di seguito sono presentate le distanze di danno per gli scenari credibili delle rotture con diametro equivalente di 1 pollice.

Lo scenario di flash fire conseguente alla rottura con diametro di rottura equivalente 4 pollici, è credibile per frequenza di accadimento ma la simulazione ha evidenziato che l'evento non presenta possibili conseguenze.

La condotta in analisi scorre su pipe rack, perciò si è simulato che il rilascio avvenga ad una altezza dal suolo di 3 m.

Nelle tabelle sottostanti sono riportati gli effetti calcolati a 3 m di altezza da terra, in modo da valutare le conseguenze del rilascio per le apparecchiature presenti nell'intorno, e gli effetti calcolati a 1,5 m di altezza da terra, in modo da verificare le possibili conseguenze sull'uomo.

Tabella 60: Evento 4 – Distanze di Danno Rottura 1”

ID No. 4 – 1”	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]		Classe di Stabilità di Pasquill F		Risultati a 3 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
9	55	45	39	31	19
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
41	64	52	45	32	l.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	--		--		
Velocità del vento 5 [m/s]		Classe di Stabilità di Pasquill D		Risultati a 3 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
9	55	46	41	33	23
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
32	63	51	43	35	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	--		--		

Tabella 61: Evento 4 – Distanze di Danno Rottura 1”

ID No. 4 – 1”	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
9	55	45	39	31	17
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
41	64	52	46	33	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	--			--	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
9	55	46	41	33	22
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
32	64	51	43	35	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	--			--	

Nelle tabelle sottostanti sono riportati gli effetti calcolati 1.5 m di altezza da terra dopo l'intercettazione della sezione (3 minuti dall'inizio dell'evento) in modo da valutare le distanze di danno nelle condizioni di pressione di saturazione del gas. In tali condizioni le conseguenze sono estremamente più contenute rispetto a quelle presentate nella tabelle precedenti relative agli istanti iniziali dell'evento.

Tabella 62: Evento 4 – Distanze di Danno Rottura 1” dopo 3 minuti (alla pressione di saturazione del gas)

ID No. 4 – 1”	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12.5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
5	6	4	n.r.	n.r.	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
	LFL [m]			½ LFL [m]	
	--			--	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12.5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
4	7	5	4	n.r.	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
	LFL [m]			½ LFL [m]	
	--			--	

Effetti dell'Evento

Nave Gasiera

La Nave Gasiera non viene raggiunta da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al terminale

Per rotture di 1 pollice, l'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un jet fire potrebbe coinvolgere il personale del terminale fino a distanze di circa 46 m dal rilascio con valori di irraggiamento di 7 kw/m². Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente.

Le distanze a livelli di irraggiamento elevati dell'ordine di 12,5 kw/m² possono coinvolgere singolarmente altre apparecchiature tra cui le pompe di alta pressione (P-311, P-321, P-331, P-341, P-351), il recondenser V-301, i compressori del BOG (K-511, K-521, K-531) e i serbatoi del GNL. A questo proposito, è necessario precisare che il terminale è dotato dei seguenti sistemi di protezione antincendio:

- barriera ad acqua che separa la condotta da 36” che attraversa l'impianto dalle pompe di alta pressione (P-311, P-321, P-331, P-341, P-351), recondenser V-301 e compressori del BOG (K-511, K-521, K-531);

- i serbatoio a doppio contenimento, sono protetti dall'irraggiamento termico da monitori auto brandeggianti oscillanti ad acqua;
- il recondenser, i compressori e le pompe sono protetti da impianti fissi a diluvio.

La durata dello scenario è connessa al completo svuotamento della tubazione interessata e potrà essere ridotta una volta intraprese le azioni di emergenza che saranno pianificate nel Piano di Emergenza Interno atte a contrastare le conseguenze ed a ridurre la durata dell'evento mediante attivazione degli impianti di protezione presenti nel Terminale. Applicando la metodologia di Tabella 53 la probabilità di un effetto domino è non credibile $9,9 \text{ E-}08$ eventi /anno.

Inoltre, anche se la durata dell'evento di 12.5 minuti rientra nelle tempistiche che possono causare effetti domino, le conseguenze dopo dell'evento dopo tre minuti non sono più tali da coinvolgere apparecchiature critiche.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale non sono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone all'esterno del terminale.

Evento 5 – Rilascio di GNL dalla condotta che collega le pompe alta pressione ai vaporizzatori (ORVs)

Di seguito sono presentate le distanze di danno per le rotture del diametro equivalente di 1" e 4". Gli effetti sono calcolati a 1,5 m di altezza da terra.

Tabella 63: Evento 5 – Distanze di Danno Rottura 1”

ID No. 5 – 1”	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1,5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37,5 [kw/m2]
14	89	72	62	49	28
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37,5 [kw/m2]
54	93	74	66	52	4
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1,5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37,5 [kw/m2]
14	90	74	66	53	35
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37,5 [kw/m2]
42	91	74	64	51	27
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		

Tabella 64: Evento 5 – Distanze di Danno Rottura 4”

ID No. 5 – 4”	Rilascio GNL				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
16	99	79	69	54	31
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
59	102	81	72	57	4
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
16	99	82	72	58	38
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
46	99	81	70	55	30
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		

Effetti dell'Evento

Nave Gasiera

La Nave Gasiera non viene raggiunta da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al terminale

L'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un jet fire potrebbe coinvolgere il personale del terminale fino a distanze di circa 70 m dal rilascio.

Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente.

Le distanze a livelli di irraggiamento elevati possono coinvolgere singolarmente altre apparecchiature tra cui le pompe di alta pressione (P-311, P-321, P-331, P-341, P-351), il recondenser V-301, i compressori del BOG (K-511, K-521, K-531), i serbatoi del GNL (T-211 e T-221), i vaporizzatori e il serbatoio dell'azoto liquido per tempi fino ad un massimo di 5 minuti. A questo proposito, è necessario precisare che l'impianto è dotato dei seguenti sistemi antincendio:

- barriera ad acqua che separa la condotta da 36" che attraversa l'impianto dalle pompe di alta pressione (P-311, P-321, P-331, P-341, P-351), recondenser V-301 e compressori del BOG (K-511, K-521, K-531);
- i serbatoio a doppio contenimento, sono protetti dall'irraggiamento termico da monitori auto brandeggianti oscillanti ad acqua;
- il recondenser, i compressori e le pompe sono protetti da impianti fissi a diluvio.

Lo scenario jet fire ha una durata inferiore ai 5 minuti pertanto (vedi Tabella 53) non si prevede effetto domino.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale non sono raggiunte da valori che comportino soglie di danno.

Evento 6 – Rilascio di gas metano dalla condotta che collega gli ORVs alla stazione di misura

Di seguito sono presentate le distanze di danno per le rotture del diametro equivalente di 1" e 4". Gli effetti sono calcolati a 1,5 m di altezza da terra.

Tabella 65: Evento 6 – Distanze di Danno Rottura 1”

ID No. 6 – 1”	Rilascio Gas				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
31	44	36	32	21	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
24	43	35	30	25	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	

Tabella 66: Evento 6 – Distanze di Danno Rottura 4”

ID No. 6 – 4”	Rilascio Gas				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
63	94	76	67	48	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
49	92	74	64	52	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	

Effetti dell'Evento

Nave Gasiera

La Nave Gasiera non viene raggiunta da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al terminale

L'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un jet fire potrebbe coinvolgere il personale del terminale fino a distanze di circa 65 m dal rilascio.

Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente.

Le distanze a livelli di irraggiamento elevati possono coinvolgere singolarmente altre apparecchiature tra cui le pompe di alta pressione (P-331, P-341, P-351) e il serbatoio T-221 del GNL per tempi sempre inferiori a 5 minuti.

A questo proposito, è necessario precisare che l'impianto è dotato dei seguenti sistemi di protezione antincendio:

- barriera d'acqua che separa la condotta dal vaporizzatore e le pompe di alta pressione;
- il serbatoio T-221 è a doppio contenimento ed è protetto da monitori auto oscillanti;

- le pompe sono protette da un impianto a diluvio.

Lo scenario jet fire ha una durata inferiore ai 5 minuti pertanto (vedi Tabella 53), non si prevede effetto domino.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale sono raggiunte da valori di irraggiamento di 3 kW/m², questo irraggiamento può provocare lesioni reversibili a distanze immediatamente prossime al limite di impianto.

La zona interessata dall'irraggiamento è un'area industriale classificata in Categoria F.

Gli scenari incidentali che impattano sulla zona esterna allo stabilimento sono in accordo alla categoria territoriale limitrofa allo stabilimento, come riportato al paragrafo 1.C.1.6.2.2.6.

Evento 7 – Rilascio di gas naturale dalla condotta in mandata ai compressori del BOG

Di seguito sono presentate le distanze di danno per le rotture del diametro equivalente di 1" e 4". Gli effetti sono calcolati a 1,5 m di altezza da terra.

In entrambi i casi di rilascio la massa infiammabile risulta trascurabile.

Tabella 67: Evento 7 – Distanze di Danno Rottura 1"

ID No. 7 – 1"	Rilascio Gas				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
11	15	13	11	7	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
9	15	13	11	9	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]			½ LFL [m]	
	1			1	

Tabella 68: Evento 7 – Distanze di Danno Rottura 4”

ID No. 7 – 4”	Rilascio Gas				
Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
24	33	27	24	16	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Jet Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Lunghezza Fiamma [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12.5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
19	33	27	23	19	n.r.
Massa Infiammabile [kg]	Distanze in [m] a:				
--	LFL [m]		½ LFL [m]		
	1		1		

Effetti dell'Evento

Nave Gasiera

La Nave Gasiera non viene raggiunta da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti sulla nave gasiera e non comporta insorgenza di effetti domino.

Al terminale

L'eventuale innesco del rilascio con conseguente formazione di un jet fire potrebbe coinvolgere il personale del terminale fino a distanze di circa 24 m dal rilascio.

Tale irraggiamento potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale eventualmente presente.

Le distanze a livelli di irraggiamento elevati possono coinvolgere singolarmente altre apparecchiature tra cui la pompa di alta pressione (P-311), il recondenser V-301, i compressori del BOG (K-511, K-521, K-531), il serbatoio del GNL (T-211). A questo proposito, è necessario precisare che l'impianto è dotato dei seguenti sistemi antincendio:

- barriera d'acqua che separa la condotta che attraversa l'impianto dalle pompe di alta pressione, recondenser e compressori del BOG;
- il serbatoio è a doppio contenimento ed è protetto da monitori auto oscillanti;

- il recondenser, i compressori e le pompe sono protetti da impianto a diluvio.

Lo scenario jet fire ha una durata inferiore ai 5 minuti pertanto (vedi Tabella 53) non si prevede effetto domino.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale non sono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno.

Evento 8a – Incendio del bacino di raccolta presso il pontile

Nella tabella seguente sono presentate le distanze alle diverse soglie di danno. Gli effetti sono calcolati a 1.5 m di altezza da terra, in modo da valutare i possibili effetti sull'uomo.

Il bacino di raccolta è realizzato per gestire in sicurezza l'eventuale rilascio di GNL (sia in caso di innesco che non) controllando l'evaporazione del GNL anche per mezzo dell'applicazione di schiuma al fine di limitare la superficie di contatto con l'atmosfera. Per tale motivo lo scenario di flash fire non è considerato credibile.

Tabella 69: Evento 8a – Distanze di Danno degli Irraggiamenti da Pozza

ID No. 8a – Pool Fire	Incendio di Pozza				
	Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
6,2	35	28	25	20	11
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
6,2	35	29	26	21	14

Effetti dell'Evento

Nave gasiera

Nel caso di incendio del bacino di raccolta la nave non viene interessata da valori di irraggiamento che possano causare conseguenze al personale.

L'irraggiamento proveniente dal bacino potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale presente nelle immediate vicinanze del bacino.

Banchina

Valori di irraggiamento di 12,5 kW/m² interessano i margini dell'area attrezzata per lo scarico GNL, che è protetta da barriera ad acqua. Non si prevedono quindi effetti domino.

L'irraggiamento proveniente dal bacino potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale presente nelle immediate vicinanze del bacino.

Al terminale

Il sito non viene raggiunto da alcun valore che comporti soglie di danno. Lo scenario non espone ad alcun rischio persone presenti nel terminale e non comporta insorgenza di effetti domino.

Esternamente al sito

Le aree all'esterno del terminale non sono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno.

Evento 8b – Incendio dei bacini di raccolta presso l'area di processo

Nelle tabelle seguenti sono presentate le distanze alle diverse soglie di danno. Gli effetti sono calcolati a 1.5 m di altezza da terra, in modo da valutare i possibili effetti sull'uomo.

Il bacino di raccolta è realizzato per gestire in sicurezza l'eventuale rilascio di GNL (sia in caso di innesco che non) controllando l'evaporazione del GNL anche per mezzo dell'applicazione di schiuma al fine di limitare la superficie di contatto con l'atmosfera. Per tale motivo lo scenario di flash fire non è considerato credibile.

Tabella 70: Evento 8b – Distanze di danno degli Irraggiamenti da Pozza

ID No. 8b – Pool Fire	Incendio di Pozza				
	Velocità del vento 2 [m/s]		Classe di Stabilità di Pasquill F		Risultati ad 1.5 m di altezza
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
2,8	12	10	9	7	4
Velocità del vento 5 [m/s]		Classe di Stabilità di Pasquill D		Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m ²]	5 [kw/m ²]	7 [kw/m ²]	12,5 [kw/m ²]	37.5 [kw/m ²]
2,8	12	10	9	8	5

Effetti dell'Evento

Nave gasiera

La nave gasiera non viene raggiunta da alcun valore che comporti soglie di danno.

Al terminale

Le apparecchiature dell'impianto non vengono raggiunte da irraggiamenti che possano causarne danneggiamenti.

L'irraggiamento proveniente dal bacino potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale presente nelle immediate vicinanze del bacino.

Esternamente al terminale

Le aree all'esterno del terminale non sono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno.

Evento 8c – Incendio dei bacini di raccolta presso i serbatoi di stoccaggio

Nella tabella seguente sono presentate le distanze alle diverse soglie di danno. Gli effetti sono calcolati a 1.5 m di altezza da terra, in modo da valutare i possibili effetti sull'uomo.

Il bacino di raccolta è realizzato per gestire in sicurezza l'eventuale rilascio di GNL (sia in caso di innesco che non) controllando l'evaporazione del GNL anche per mezzo dell'applicazione di schiuma al fine di limitare la superficie di contatto con l'atmosfera. Per tale motivo lo scenario di flash fire non è considerato credibile.

Tabella 71: Evento 8c – Distanze di Danno degli Irraggiamenti da Pozza

ID No. 8c – Pool Fire	Incendio di Pozza				
	Velocità del vento 2 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill F			Risultati ad 1.5 m di altezza
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
4,7	25	20	17	14	8
Velocità del vento 5 [m/s]	Classe di Stabilità di Pasquill D			Risultati ad 1.5 m di altezza	
Scenario Pool Fire: Distanze ai livelli di irraggiamento in [m]					
Diametro Pozza [m]	3 [kw/m2]	5 [kw/m2]	7 [kw/m2]	12,5 [kw/m2]	37.5 [kw/m2]
4,7	24	21	18	15	10

Effetti dell'Evento

Nave gasiera

La nave gasiera non viene raggiunta da alcun valore che comporti soglie di danno.

In sito

Le apparecchiature dell'impianto non vengono raggiunte da irraggiamenti che possano causarne danneggiamenti.

L'irraggiamento proveniente dal bacino potrebbe provocare lesioni irreversibili e fatalità al personale presente nelle immediate vicinanze del bacino.

Esternamente al sito

Le aree all'esterno del terminale non sono raggiunte da alcun valore che comporti soglie di danno.

1.C.1.6.2.2.6 Informazioni per la valutazione della Compatibilità Territoriale

Nel seguito si presentano le informazioni per la valutazione della compatibilità territoriale secondo i criteri il D.M. 9 Maggio 2001.

Le categorie del territorio sono classificate dal D.M. 9/5/2001. In particolare, sulla base di quanto riportato al Paragrafo 1.A.1.2., la zona limitrofa al terminale si ritiene possa essere considerata di Categoria F, definita come "Area entro i confini dello stabilimento o Area limitrofa allo stabilimento, entro la quale non sono presenti manufatti o strutture in cui sia prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone."

La effettiva categorizzazione dell'area è definita dalle competenti Autorità comunali nell'elaborato "Rischi di Incidenti Rilevanti".

Informazioni richieste per la compatibilità territoriale

Come precedentemente discusso gli scenari che potrebbero impattare al di fuori dei limiti di impianto sono gli Scenari 2 e 6.

Per questi scenari si riportano quindi le informazioni richieste alla Sezione 7.1 dell'Allegato al D.M. 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", in particolare:

- estensione delle aree di danno per ciascuna delle quattro categorie di effetti di cui al Decreto;
- classe di probabilità di ogni singolo evento, espressa secondo le classi di cui al Decreto.

Tali informazioni sono riportate nelle tabelle riportate nel seguito, organizzate per ciascuna classe di probabilità e riportano le distanze di danno che interessano aree all'esterno del perimetro di impianto indicando le categorie territoriali compatibili.

Sulla base delle distanze di danno e delle frequenze riportate in Tabella 72 e Tabella 73, gli scenari incidentali che impattano sulla zona esterna allo stabilimento risultano in accordo alla categoria territoriale "F" limitrofa allo stabilimento.

Tabella 72: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità < 1 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili

Scenario	Evento	Meteo	Frequenza scenario	Classe Probabilità D.M. 9/5/2001	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità	
			Categorie Territoriali Compatibili						
			ev/anno	ev/anno	BCDEF	CDEF	DEF	EF	
2a - 1"	Jet Fire	2F	8,28E-08	< 1 E-06	58	47	41	31	
2a - 1"	Jet Fire	5D	8,28E-08	< 1 E-06	57	46	39	32	
2a - 1"	Flash Fire	2F	1,93E-07	< 1 E-06	--	--	1	1	
2a - 1"	Flash Fire	5D	1,93E-07	< 1 E-06	--	--	1	1	
2a - 4"	Jet Fire	2F	2,74E-08	< 1 E-06	--	--	--	--	
2a - 4"	Jet Fire	5D	2,74E-08	< 1 E-06	--	--	--	--	
2a - 4"	Flash Fire	2F	6,40E-08	< 1 E-06	--	--	503	211	
2a - 4"	Flash Fire	5D	6,40E-08	< 1 E-06	--	--	231	1	
2b - 4"	Jet Fire	2F	4,45E-07	< 1 E-06	141	112	99	79	
2b - 4"	Jet Fire	5D	4,45E-07	< 1 E-06	136	109	94	75	

Tabella 73: Scenari Incidentali della Classe di Probabilità Compresa nel Campo 1,0 E-04 e 1,0 E-06 Ev/Anno e Categorie Territoriali Compatibili

Scenario	Evento	Meteo	Frequenza scenario	Classe Probabilità D.M. 9/5/2001	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità	Localizzazione
					Categorie Territoriali Compatibili				
					BCDEF	CDEF	DEF	EF	
2b - 1"	Jet Fire	2F	1,35E-06	1,0E-4 1,0E-6	65	53	47	36	
2b - 1"	Jet Fire	5D	1,35E-06	1,0E-4 1,0E-6	64	52	45	36	
2b - 1"	Flash Fire	2F	3,14E-06	1,0E-4 1,0E-6			1	--	
2b - 1"	Flash Fire	5D	3,14E-06	1,0E-4 1,0E-6			1	1	
2b - 4"	Flash Fire	2F	1,04E-06	1,0E-4 1,0E-6			176	1	
2b - 4"	Flash Fire	5D	1,04E-06	1,0E-4 1,0E-6			1	1	
6 - 1"	Jet Fire	2F	1,61E-05	1,0E-4 1,0E-6	44	36	32	21	
6 - 1"	Jet Fire	5D	1,61E-05	1,0E-4 1,0E-6	43	35	30	25	
6 - 1"	Flash Fire	2F	3,76E-05	1,0E-4 1,0E-6			1	1	
6 - 1"	Flash Fire	5D	3,76E-05	1,0E-4 1,0E-6			1	1	
6 - 4"	Jet Fire	2F	2,93E-06	1,0E-4 1,0E-6	94	76	67	48	
6 - 4"	Jet Fire	5D	2,93E-06	1,0E-4 1,0E-6	92	74	64	52	

Le distanze riportate sono intese dal punto del rilascio.

1.C.1.7 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

Smart Gas S.p.A si prevede adotti un Sistema di Gestione della Sicurezza. Contestualmente al futuro avviamento delle nuove installazioni si prevede siano predisposti:

- un documento che definisca la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti allegando il programma adottato per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza (art. 7 D.L.vo 334/99 e D.M. 9/8/2000);
- il sistema di gestione della sicurezza di cui all'art. 7 comma 2 del D.L.vo 334/99 e D.M. 9/8/2000.

Il sistema di gestione comprenderà:

- Manuale del Sistema di Gestione;
- una serie di procedure aziendali specifiche per la gestione della sicurezza.

Relativamente al posizionamento della nave alla banchina è stato effettuato uno studio di manovrabilità Doc. 14-007-H6 (D'Appolonia, 2014g) per verificare la localizzazione e le condizioni di manovra in sicurezza.

Nell'analisi è stata presa in considerazione la nave di massime dimensioni, ovvero una LNG Carrier con capacità di 125.000 m³ con le seguenti caratteristiche:

Tabella 74: Dati Principali Nave di Riferimento

Dimensioni	unità	Condizioni	
		Zavorra	Carico
Capacità di carico	m ³	125.000	
Tipo di nave	\	membrane	
Lunghezza fuori tutto	m	290	
Lunghezza tra le perpendicolari	m	274	
larghezza	m	42	
Altezza costruzione	m	26	
immersione	m	9,0	11,4
Superficie laterale esposta al vento	m ²	8.100	7.400
Sperficie frontale esposta al vento	m ²	1.650	1.550

Il documento è stato finalizzato alla descrizione preliminare delle modalità operative con cui si dovrà procedere allo svolgimento delle operazioni di approccio e allontanamento dal futuro terminale GNL di Monfalcone, al fine di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza e in considerazione di eventuali limiti operativi legati alle caratteristiche dello specchio acqueo interessato.

Il documento ha definito una disamina preliminare delle principali precauzioni che dovranno essere adottate al fine di evitare potenziali rischi ambientali durante l'esecuzione delle manovre.

Le risultanze del documento potranno essere utilizzate quale base per la definizione di eventuali ordinanze per la gestione delle navi in arrivo e partenza al terminale, che saranno comunque analizzate in dettaglio con le Autorità Competenti durante le successive fasi di sviluppo del progetto.

Lo studio effettuato Doc. 14-007-H6 (D'Appolonia, 2014g) ha concluso quanto segue. Gli spazi previsti risultano essere idonei per lo svolgimento in sicurezza delle manovre di arrivo al terminale, ormeggio e partenza.

Un ruolo fondamentale nella movimentazione della metaniera sarà svolto dai rimorchiatori. Per le manovre è stato suggerito l'utilizzo di quattro rimorchiatori da 50 tonnellate di tiro ciascuno, collegati alla nave mediante un cavo di rimorchio di prora di 70 metri di lunghezza.

Dovranno essere analizzate nel dettaglio le operazioni di trasferimento dei cavi di ormeggio dalla nave ai ganci, specialmente nella fase di passaggio dalla barca degli ormeggiatori a terra, per determinare le soluzioni che rendano tali operazioni sicure e veloci.

La posizione geografica della banchina del terminale risulta strategica dal punto di vista meteorologico. Gli effetti della corrente e delle maree sono ininfluenti e non limitano l'operatività. Solo gli effetti del vento, limitatamente a quello proveniente da 60 e 90 gradi, e di intensità superiore ai 30 nodi, potrebbero condizionare le operazioni di scarica.

1.C.1.8 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE

1.C.1.8.1 Criteri di Progettazione degli Impianti Elettrici, della Strumentazione e degli Impianti di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche

Le precauzioni progettuali e costruttive assunte per gli impianti elettrici, di controllo e di protezione contro le scariche atmosferiche si prevede siano allineate alle disposizioni normative vigenti. I principali riferimenti adottati nella progettazione delle apparecchiature includendo le apparecchiature elettriche sono riportate all'Allegato 1.B.1.2.3.

Il terminale sarà soggetto in fase di progettazione di successiva alla classificazione dei luoghi pericolosi, tale classificazione sarà effettuata considerando la possibile presenza di atmosfere infiammabili. In particolare si prevede che la classificazione sia effettuata secondo lo standard CEI 31-35. Le apparecchiature elettriche installate nelle aree classificate saranno definite in accordo alla classificazione effettuata.

Protezione Contro i Contatti Diretti

Tutte le parti attive saranno poste entro involucri aventi adeguato grado di protezione e fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale e apribili solo con adeguate attrezzature.

Protezione Contro i Contatti Indiretti

Per la protezione contro i contatti indiretti sarà applicata l'interruzione automatica dell'alimentazione.

Tutte le masse simultaneamente accessibili saranno collegate allo stesso impianto di terra, tutte le masse estranee nell'impianto saranno collegate con collegamenti equipotenziali allo stesso impianto di terra. Tutte le masse dei componenti fissi e le masse estranee simultaneamente accessibili saranno collegate tra loro ed al dispersore con collegamenti equipotenziali supplementari in aggiunta all'interruzione automatica dell'alimentazione.

Impianto di Terra

L'impianto di terra, unico per tutto il complesso, sarà del tipo a maglia, realizzato con corda di rame nudo; in particolari punti potranno essere installati appositi picchetti. La rete magliata 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. Le connessioni fuori terra saranno eseguite mediante capocorda e bullone, le connessioni interrato saranno eseguite con connettori a compressione.

In generale conformità alle prescrizioni si useranno, per l'impianto di terra, i seguenti materiali:

- maglia di terra con corda di rame nudo;
- conduttori di risalita in rame isolati in PVC (giallo/verde);
- dispersori a picchetto in acciaio zincato con punte ricoperte di rame (diametro 2 pollici, lunghezza 3 m) installati in pozzetti di ispezione;
- piastre forate fissate a strutture metalliche e bulloneria in acciaio inossidabile.

Il calcolo della rete di terra sarà eseguito sulla base delle caratteristiche del terreno rilevate con opportune indagini e misure. La resistenza del sistema di terra e la sua configurazione limiterà le tensioni di passo e di contatto in accordo ai limiti fissati dalle norme CEI.

Impianto di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche

Relativamente alla progettazione dell'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche che sarà effettuata in fase di progettazione successiva si prevede che i criteri di progettazione siano conformi alle norme CEI 81-10 e riguarderanno le seguenti strutture:

- serbatoi di GNL e componenti su di essi installati;
- stazione ricevitrice linea elettrica;
- alte strutture.

Nell'impianto generale di terra saranno connesse inoltre tutte le strutture porta tubi poste superiormente al tetto dei serbatoi. In questo caso saranno garantiti gli spessori minimi richiesti dalla normativa.

La stazione ricevitrice della linea elettrica sarà dotata di opportuni scaricatori all'ingresso, al fine di limitare le sovratensioni entranti.

Tutte le carpenterie metalliche che si sviluppano in altezza al pari di tutte le altre strutture dell'impianto saranno connesse all'impianto generale di terra.

Con riferimento agli edifici civili (considerati di classe E come da normativa citata) data la loro limitata altezza e bassa presenza contemporanea di persone (inferiore a 300) non saranno dotati di impianto di protezione contro le scariche atmosferiche, mentre i fabbricati e le strutture considerate grandi masse metalliche saranno protette.

Inoltre saranno adottati tutti gli accorgimenti necessari perché in caso di fulminazione i sistemi di controllo, strumentazione e distribuzione di potenza non siano soggetti a guasti e malfunzionamenti.

1.C.1.8.2 Criteri di Progettazione Sistemi di Scarico Pressioni per Recipienti di Processo

Sistemi di sicurezza saranno previsti a protezione di tutte le apparecchiature che possono presentare un rischio di sovrappressione interna. Tali dispositivi riguarderanno apparecchiature di processo e parti di impianto che possono essere intercettate e che possono presentare sovrappressioni a causa di fenomeni di espansione termica dei fluidi contenuti. Gli scarichi delle valvole di sicurezza saranno convogliati sostanzialmente al sistema fiaccola. Tutti serbatoi in pressione saranno protetti contro eventuali sovrappressioni.

Bracci di Carico

Ciascun braccio di carico è equipaggiato con una TSV per permetterne la protezione contro l'espansione termica. Il dimensionamento della TSV tiene conto del calore trasferito dall'ambiente circostante o da un incendio che coinvolga la gasiera ad esso collegato.

Separatore di Banchina (V-111)

Il separatore di banchina è protetto mediante due PSV (11002-11003) con scarico verso la torcia. Per i casi in cui si renda necessaria la depressurizzazione della gasiera, una linea di by-pass delle PSV è prevista per lo scarico diretto in torcia.

Collettore GNL e Linea di Scarico

Il collettore di scarico del GNL come anche ogni sezione intercettabile della linea di scarico GNL dalla banchina ai serbatoi di stoccaggio (ad esempio tra due valvole ESD) sono equipaggiati con delle TSV per la protezione dall'espansione termica e vaporizzazione dovuta ai rilasci termici dell'ambiente circostante.

Altre Linee Criogeniche

Per tutte le altre linee criogeniche i tratti sezionabili saranno provvisti di una TSV a protezione da espansione termica e la vaporizzazione del fluido in esse contenuto.

Le TSV scaricheranno nel sistema di drenaggio e avranno le seguenti pressioni di taratura:

- 20 barg per le linee a bassa pressione;
- 120 barg per le linee ad alta pressione.

Serbatoi di Stoccaggio GNL

I serbatoi di stoccaggio del GNL sono collegati al sistema di torcia attraverso una valvola di regolazione in grado di garantire il trasferimento di una portata di vapore verso la torcia in caso di indisponibilità della linea di ritorno vapore o dei compressori del BOG.

Nei casi di emergenza, quando si renda impossibile operare tale valvola, una valvola manuale, avente le stesse caratteristiche di portata della valvola di regolazione, è prevista per ognuno dei serbatoi e permetterà di scaricare in zona sicura l'eccesso di vapore generato.

Ciascun serbatoio è provvisto di un set di valvole di sicurezza (PSV) con scarico diretto al sistema di torcia.

La capacità di rilascio è determinata in funzione di una serie di eventi e della loro possibile concomitanza. Tali eventi sono di seguito elencati:

- A Differenza positiva di vapore durante la fase di scarico di GNL, alla massima capacità prevista, al netto del volume estratto per la portata di minimo send-out e del vapore inviato alla nave.

- B Variazione della pressione barometrica (considerando un decremento pari a 10 mbar per ora su due serbatoi)
- C Vaporizzazione durante il riempimento dei serbatoi;
- D Vaporizzazione dovuta al calore generato da una pompa bassa pressione che ricircoli su se stessa in condizioni di zero send-out;
- E Generazione di vapore per serbatoi pieni alla massima temperatura esterna (massimo BOR);
- F Vaporizzazione dovuta all'ingresso di calore attraverso le linee di processo dell'area serbatoi;
- G Vaporizzazione dovuta all'ingresso di calore attraverso le linee di scarico nave;
- H Vaporizzazione dovuta all'ingresso di calore attraverso le linee di send-out;
- I Malfunzionamento della valvola di regolazione rompivuoto dalla linea di send-out;
- L Scarico dei compressori del BOG all'interno del collettore del BOG.

Un ulteriore set di PSV, più un valvola spare, sono previste su ciascun serbatoio, per permettere lo scarico diretto in atmosfera in condizioni di emergenza e nel caso in cui il sistema di torcia non sia disponibile.

Come per le PSV con scarico in torcia la capacità di rilascio è determinata in funzione di una serie di eventi e della loro possibile concomitanza.

Tali eventi sono di seguito elencati:

- A Differenza positiva di vapore durante la fase di scarico di GNL, alla massima capacità prevista, al netto del volume estratto per la portata send-out.
- B Variazione della pressione barometrica (considerando un decremento pari a 20 mbar per ora su due serbatoi);
- C Vaporizzazione durante il riempimento dei serbatoi;
- D Vaporizzazione dovuta al calore generato da una pompa bassa pressione che ricircoli su se stessa in condizioni di zero send-out;
- E Generazione di vapore per serbatoi pieni alla massima temperatura esterna (massimo BOR);
- F Vaporizzazione dovuta all'ingresso di calore attraverso le linee di processo dell'area serbatoi;
- G Vaporizzazione dovuta all'ingresso di calore attraverso le linee di scarico nave;
- H Vaporizzazione dovuta all'ingresso di calore attraverso le linee di send-out;
- I Malfunzionamento della valvola di regolazione rompivuoto dalla linea di send-out;
- L Scarico dei compressori del BOG all'interno del collettore del BOG;
- M Roll-over;
- N Incendio che interessi le linee delle PSV del serbatoio GNL;
- O Incendio sulla flangia di una pompa

È previsto un sistema di protezione dei serbatoi da eventi che generino depressione al loro interno. Il sistema è composto da una serie di valvole rompivuoto in numero tale che il malfunzionamento di una di esse non pregiudichi l'efficienza del sistema nel suo insieme.

Il criterio di dimensionamento del sistema segue le possibili combinazioni degli eventi di seguito elencati:

- A massima portata di GNL estratta da ciascun serbatoio (massimo send-out e operazione di rifornimento di una nave cisterna);
- B Variazione della pressione barometrica (considerando un decremento pari a 20 mbar per ora su due serbatoi);
- C Variazione della pressione barometrica (considerando un decremento pari a 10 mbar per ora su due serbatoi);

Recondenser

Il recondenser è provvisto di una coppia di valvole di sicurezza (1+1 spare) con scarico nel sistema di torcia. Il dimensionamento delle valvole di sicurezza tiene conto dei seguenti eventi:

- A Malfunzionamento della valvola di regolazione rompivuoto dalla linea di send-out;
- B Calore generato da un evento incendio, nel dimensionamento si considera il recondenser pieno di liquido;
- C Vaporizzazione causata dal calore generato dalle pompe di alta pressione in ricircolo sull recondenser alla minima portata considerando in funzione il numero di pompe necessario al massimo send-out.

In caso di attivazione dell'allarme di altissima pressione nel recondenser il sistema di protezione interviene fermando tutte le pompe di alta pressione.

Vaporizzatori ORV

Ciascun vaporizzatore è provvisto di una valvola di sicurezza con scarico nel collettore di alta pressione di torcia.

Il dimensionamento delle valvole è condotto sulla base delle seguenti assunzioni:

- la sezione di vaporizzazione sia completamente riempita di GNL alla temperatura di funzionamento;
- le valvole di intercettazione dell'apparecchiatura sono chiuse e non permettono la fuoriuscita del GN;
- il sistema di gassificazione ad acqua sia in funzione alla massima portata con la massima temperatura di ingresso prevista per il fluido riscaldante;
- non vi sia resistenza allo scambio termico causata da sporcamento delle superfici di scambio.

Compressori del BOG

Il sistema dei compressori del BOG prevede l'installazione di una valvola di sicurezza a protezione del serbatoio in aspirazione che scarica nel collettore di torcia. Tale valvola è dimensionata per i seguenti eventi:

- evento incendio senza presenza di liquido all'interno del serbatoio;

- evento incendio con il serbatoio completamente pieno di liquido.

Ciascun compressore del BOG è equipaggiato con tre valvole di sicurezza ciascuna dimensionata per la massima portata e tutte collegate con il collettore del BOG. E' prevista una valvola di sicurezza in aspirazione, una sul carter del compressore e una sulla mandata.

Compressori Alta Pressione

Come per i compressori del BOG ciascun compressore di alta pressione, per ogni stadio di compressione, è equipaggiato con tre valvole di sicurezza ciascuna dimensionata per la massima portata e tutte collegate con il collettore di alta pressione di torcia. E' prevista una valvola di sicurezza in aspirazione, una sul carter del compressore e una sulla mandata.

Serbatoio di Raccolta Drenaggi

Il serbatoio di raccolta drenaggi (V-591) è provvisto di una valvola di sicurezza con scarico nel collettore di bassa pressione di torcia. Il dimensionamento della valvola di sicurezza contempla il caso peggiore tra quelli di seguito descritti:

- A calore entrante durante l'evento incendio che coinvolga il serbatoio completamente pieno;
- B Espansione del vapore intrappolato nel caso di serbatoio isolato e di successivo riscaldamento;
- C Avvio di una pompa di alta pressione con una valvola di drenaggio aperta e il serbatoio drenaggi isolato dal collettore del BOG e dalla linea di zero send-out.

1.C.1.8.3 Scarichi Funzionali

Il Terminale di Monfalcone può essere considerato, in linea di massima, un sistema privo di significative emissioni in atmosfera in quanto il principale sistema di processo è costituito da vaporizzatori ad acqua (ORV) che non presentano emissioni in atmosfera in quanto utilizzano il calore dell'acqua prelevata dalla cartiera Burgo, per rigassificare il GNL.

Le emissioni in atmosfera riconducibili all'esercizio del Terminale GNL sono connesse sostanzialmente a:

- emissioni in fase di normale esercizio (collettori di torcia di alta e bassa pressione, torcia pilota, emissioni fuggitive di gas metano e di composti organici volatili);
- emissioni da combustione ad opera di sorgenti non continue o di emergenza (torcia, generatore diesel e pompe, serbatoio di accumulo, fenomeni di rollover, attività di manutenzione);
- traffico indotto terrestre e marino.

Non sono identificabili emissioni in atmosfera connesse all'esercizio del metanodotto.

Relativamente alla quantificazione ed alla tipologia delle emissioni si veda il Paragrafo 1.E.1.3.

1.C.1.8.4 Controllo delle Valvole di Sicurezza

Tutte le apparecchiature in servizio continuo che non potranno essere messe fuori servizio per la verifica delle valvole saranno dotate di valvole di sicurezza di riserva, in modo da poter realizzare la verifica e la manutenzione di ogni valvola di sicurezza con impianto in marcia senza pregiudizio alla protezione dell'apparecchiatura stessa.

Le valvole di blocco a monte e a valle delle valvole di sicurezza in servizio si prevede siano sigillate aperte; mentre si prevede siano sigillate chiuse le valvola di riserva. Le apparecchiature di riserva o per le quali è prevista la messa in servizio saltuariamente in particolari condizioni (non essenziali al processo produttivo), saranno dotate di valvola di sicurezza singola e saranno poste fuori servizio, quando le valvole di sicurezza saranno sottoposte a verifica e manutenzione periodica.

Le valvole di sicurezza previste esclusivamente per espansione termica di liquidi sono singole in quanto non ne è prevista la verifica con impianto in marcia.

1.C.1.8.5 Norme di Progettazione Tubazioni

Gli impianti che fanno parte del Terminale di Monfalcone rientrano nell'ambito di applicazione del Decreto Legislativo No. 93/2000: "Attuazione della Direttiva 97/23/CE in Materia di Attrezzature a Pressione" (Direttiva PED), che sancisce l'obbligo di certificazione e marcatura CE di attrezzature/insiemi a pressione per la loro messa in servizio.

L'iter di certificazione prevede la verifica della rispondenza del progetto ai Requisiti Essenziali di Sicurezza (RES) riportati in Allegato I dello stesso Decreto, in cui si fa esplicito obbligo da parte del fabbricante "di analizzare i rischi per individuare quelli connessi con la sua attrezzatura a causa della pressione e quindi progettata e costruirla tenendo conto della sua analisi".

Tale verifica avviene da parte di un Organismo Notificato (ON) abilitato ad espletare le procedure di cui agli art. 10 e 11, rispettivamente "Valutazione di Conformità" e "Approvazione Europea dei Materiali".

Al completamento della Valutazione di Conformità, l'Organismo Notificato rilascia un Attestato di conformità sulla base del quale il Fabbricante effettua la Dichiarazione di conformità e quindi appone il marchio CE.

1.C.1.8.6 Protezioni da Azioni di Sostanze Corrosive

Tutte le superfici metalliche delle apparecchiature, delle tubazioni e delle strutture saranno protette contro la corrosione mediante verniciatura, realizzata tenendo conto delle atmosfere saline ed aggressive.

1.C.1.8.7 Deposito di Sostanze Corrosive

Nel Terminale non sono trattate sostanze corrosive, non si prevedono depositi di sostanze corrosive. Le sostanze chimiche che saranno presneti saranno in quantità necessaria all'esercizio dell'impianto. Saranno adeguatamente depositate in aree ben definite, le sostanze con carattere acido saranno separate dalle basiche, la pavimentazione sarà adeguata, eventuali sversamenti saranno adeguatamente raccolti, nei pressi saranno presneti le necessarie protezioni per il personale del terminale.

1.C.1.8.8 Sovrasspessori di Corrosione

Nel Terminale non sono trattate sostanze corrosive. Gli impianti sono progettati con materiali e sovrasspessori idonei a resistere ai fenomeni corrosivi eventualmente causati dalle sostanze trattate.

1.C.1.8.9 Controllo delle Apparecchiature per Sostanze Corrosive

Come riportato al paragrafo precedente nel Terminale non sono trattate sostanze corrosive. Gli impianti sono progettati con materiali e sovrassessori idonei a resistere ai fenomeni corrosivi eventualmente causati dalle sostanze trattate. Tutte le apparecchiature che saranno installate saranno realizzate e collaudate in accordo alle norme vigenti, si veda Paragrafo 1.C.1.8.5. In funzione del tipo di fluido e delle condizioni di progetto saranno eseguiti i controlli delle saldature e degli spessori delle apparecchiature interessate.

1.C.1.8.10 Sistemi di Blocco

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

Il sistema ESD previsto 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.

La stazione di misura fiscale ed analisi è dotata di un sistema ESD indipendente da quello dell'impianto è attivato dagli allarmi di rilevazione gas o incendio sulla stazione stessa, un segnale di intervento della ESD è inviato nella sala controllo del terminale.

Il sistema ESD dell'impianto è articolato in una struttura a quattro livelli di protezione:

- ESD 1: Protezione collegamenti tra nave e serbatoi di stoccaggio GNL. Vengono fermate le aree di impianto che comprendono gli stoccaggi ed il sistema di scarico nave;
- ESD 2: Protezione impianto di rigassificazione Viene fermato il sistema di produzione ed erogazione gas alla rete;
- ESD 3: Blocco generale dell'impianto. Vengono fermate tutte le aree di impianto (ESD1 + ESD2), comprese le linee di servizio ausiliario;
- ESD 4: Isolamento per terremoto. Vengono fermate tutte le aree di impianto (ESD3) ed i servizi di emergenza, compreso l'antincendio, chiudendo le valvole di isolamento, appositamente dimensionate per sopportare terremoti di progetto.

In qualsiasi caso di blocco, i comandi di fermata restano attivi fino a che gli allarmi che hanno causato il blocco non rientrano e l'operatore riconosce manualmente (reset) che le variabili interessate sono ritornate ai valori normali.

Livello ESD1

Il livello ESD1 potrà essere attivato manualmente dai seguenti pulsanti:

- pulsante su quadro generale ESD in sala controllo;
- pulsante (HS-11901) situato nel pannello di manovra dei bracci di carico;
- pulsante (HS-11903) situato nel pannello di manovra dei bracci di carico;
- pulsante (HS-11906) situato nel pannello ESD locale nell'area banchina;
- pulsante (HS-11905) situato su pannello ESD portatile a bordo nave.

L'attivazione automatica dell'ESD1 si verificherà in presenza di almeno una delle seguenti condizioni:

- superamento del primo limite di posizione di un braccio di carico (ZS-11902);
- superamento del secondo limite di posizione di un braccio di carico (ZS-11904);
- segnale di ESD3;
- segnale di ESD4.

L'attivazione di ESD1 comporterà le seguenti azioni all'interno dell'impianto:

- chiusura delle valvole SDV e FCV presenti lungo le linee di trasferimento di GNL:
 - SDV-11104, P&ID 14-007-PRO-D-021,
 - SDV-11204, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - SDV-11304, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - SDV-11404, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - SDV-11015, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - SDV-10006, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - SDV-10005, P&ID 14-007-PRO-D-022
 - SDV-11001, P&ID 14-007-PRO-D-023
 - FCV-11103, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - FCV-11203, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - FCV-11303, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - FCV-11403, P&ID 14-007-PRO-D-021;
- chiusura delle valvole SDV installate lungo la linea di ricircolo del GNL:
 - SDV-10007, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - SDV-10008, P&ID 14-007-PRO-D-022;
- apertura delle valvole BDV presenti sulla linee di drenaggio dei bracci:
 - BDV-11105, P&ID 14-007-PRO-D-021
 - BDV-11205, P&ID 14-007-PRO-D-021,
 - BDV-11305, P&ID 14-007-PRO-D-021,

- BDV-11405, P&ID 14-007-PRO-D-021;
- chiusura delle valvole SDV presenti sulle linee GNL di carico ai serbatoi:
 - SDV-21002, P&ID 14-007-PRO-D-024,
 - SDV-21004, P&ID 14-007-PRO-D-024,
 - SDV-22002,
 - SDV-22004;
- chiusura della valvola motorizzata (MOV-11010) presente sulla linea di ritorno del vapore;
- arresto del riscaldatore elettrico del separatore V-111.

Livello ESD2

Il livello ESD2 può essere attivato manualmente dai seguenti pulsanti:

- pulsante su quadro generale ESD in sala controllo;
- pulsante (HS-30901) che si prevede situato nel pannello locale di controllo delle Pompe GNL di alta pressione.

L'attivazione automatica si verifica in presenza di:

- altissimo livello nel Recondenser (LSHH-30004);
- bassissimo livello nel Recondenser (LSSL-30008);
- alta pressione nel Recondenser (PSH-30019);
- altissima pressione nella linea di Send-out (PSHH-40007);
- ESD3;
- ESD4.

L'attivazione di ESD2 comporta le seguenti azioni all'interno dell'impianto:

- arresto di emergenza di tutti i Compressori BOG: K-511, K-521 e K-531;
- arresto di emergenza di tutte i Compressori di alta pressione: K-401 e K-402;
- arresto di emergenza a tutte le pompe di alta pressione del GNL: P-311, P-321, P-331, P-341 e P-351;
- chiusura delle valvole MOV sulle linee di mandata di tutte le pompe di alta pressione del GNL: MOV-31106, MOV-32106, MOV-33106, MOV-34106 e MOV-35106;
- chiusura di tutte le valvole MOV sulle linee in uscita dei Vaporizzatori:
 - MOV-41002, P&ID 14-007-PRO-D-034,
 - MOV-42002;
- chiusura di tutte le valvole MOV sulle linee in ingresso ai Vaporizzatori:
 - MOV-41001, P&ID 14-007-PRO-D-034,
 - MOV-42001;
- chiusura di tutte le valvole FCV sulle linee in ingresso ai Vaporizzatori:
 - FCV-41001, P&ID 14-007-PRO-D-034,
 - FCV-42001,

- chiusura di tutte le valvole MOV sulle linee di mandata dei Vaporizzatori:
 - MOV-41002, P&ID 14-007-PRO-D-034,
 - MOV-42002,
- chiusura della valvola di intercettazione di emergenza (SDV-30001) sulla linee in ingresso al Recondenser;
- chiusura della valvola motorizzata (MOV-30009) posizionata all'uscita del Recondenser sulla linea di mandata del GNL;
- chiusura della valvola di intercettazione di emergenza (SDV-40310) posizionata sulla linea in ingresso alla cabina di misura fiscale.

Livello ESD3

Il livello ESD3 potrà essere attivato manualmente da un pulsante presente nel quadro generale ESD in sala controllo.

L'attivazione automatica si verificherà in presenza di segnali ridondati (almeno due) provenienti dai seguenti sistemi di sicurezza:

- rilevazione incendi presenti sui serbatoi T-211 e T-221;
- rilevazione perdite di liquido in una qualunque zona dell'impianto;
- sistema di rilevazione perdite di liquido nel bacino nella vasca di raccolta;
- rilevazione perdite di liquido nella fossa del KO drum (V-592) della torcia;
- due qualsiasi dei segnali elencati in precedenza, anche non derivanti dallo stesso sistema o dallo stesso tipo di allarme;
- ESD4.

L'attivazione dell'ESD3 comporta diverse azioni all'interno dell'impianto:

- attivazione dell'ESD1
- attivazione dell'ESD2
- arresto del riscaldatore al KO Drum (V-592) della torcia.
- chiusura delle valvole SDV presenti sulle linee GNL di Zero Send out:
 - SDV-21005, P&ID 14-007-PRO-D-024,
 - SDV-22005,
- chiusura delle valvole HCV presenti sulla linee GNL di Cooldown:
 - HCV-21009, P&ID 14-007-PRO-D-024,
 - HCV-22009,
- arresto di emergenza di tutte le pompe di bassa pressione del GNL: P-211, P-212, P213.

Livello ESD4

Il livello ESD4 viene generato da segnali ridondati di terremoto superiore al limite previsto a progetto.

L'attivazione dell'ESD4 comporta diverse azioni all'interno dell'impianto:

- attivazione ESD1;

- attivazione ESD2;
- attivazione ESD3;
- chiusura delle linee sistema antincendio.

1.C.1.8.11 Precauzioni per i Luoghi Chiusi

Le apparecchiature di processo del terminale sono localizzate all'aperto o sotto tettoia (ad esempio zona compressori) parzialmente tamponata (solo da una certa altezza sino al tetto), in modo tale che sia sempre garantita la ventilazione naturale e l'assenza di significativo confinamento. Le aree dove si possono sviluppare gas infiammabili sono sostanzialmente localizzate all'aperto. Il terminale sarà soggetto in fase di progettazione successiva alla classificazione dei luoghi pericolosi come indicato al Paragrafo 1.C.1.8.1.

Nella sala controllo il potenziale ingresso e/o di accumulo di miscele esplosive, a seguito di uno dei rilasci ipotizzati viene evitato grazie al sistema di rilevazione di miscele infiammabili posto all'ingresso della presa d'aria del sistema di ventilazione e condizionamento.

1.C.1.8.12 Ventilazione dei Fabbricati

Il sistema di ventilazione e condizionamento dell'aria è costituito da sistemi indipendenti, ciascuno asservito ad un edificio, i quali assicurano in primo luogo il ricambio di aria necessario ad una confortevole permanenza del personale e rappresentato come minimo dai seguenti valori:

- locali officina, minimo 1 volume ambiente all'ora;
- sala quadri minimo 1 volume ambiente all'ora;
- sala controllo, minimo 1 volume ambiente all'ora;
- servizi igienici, minimo 2 volumi ambiente all'ora.

Sistema di Termoventilazione

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

La portata di ventilazione è dimensionata sulla base dei rilasci termici delle apparecchiature installate al suo interno ed è assicurata da ventilatori in numero ridondante onde poter far fronte ad un eventuale disservizio di una macchina.

Sistema di Condizionamento

La sala controllo, gli uffici ed i servizi verranno serviti da un sistema di condizionamento tramite fancoil. L'aria trattata sarà costituita da una miscela di aria esterna e di aria di ricircolo, la cui immissione in ambiente e successiva ripresa sono effettuate mediante bocchette in lamiera zincata, corredati di diffusori e bocchette di aspirazione.

Un apposito estrattore provvede alla ripresa ed espulsione dell'aria dai servizi igienici.

1.C.1.8.13 Precauzione contro Urti di Veicoli

I percorsi tubazioni sono sviluppati in aree che si prevedono protette (mediante cordolature e/o percorsi sopraelevati) dalla possibilità di essere danneggiati da mezzi mobili. L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento per

effettuazioni ad esempio di operazioni di manutenzione si prevede sia procedurato e controllato dal personale di impianto.

1.C.1.8.14 Sistemi di Rivelazione

Il Terminale sarà dotato di sistema di rivelazione tali da attivare allarmi ed azioni di emergenza in presenza di una perdita di GNL, liquido, gassoso e segnalare la presenza di incendi e/o nubi infiammabili. In particolare il Terminale sarà dotato di:

- rivelatori del freddo
- rivelatori di gas infiammabili;
- rivelatori di incendio.

Il sistema di rivelazione F&G è descritto al Paragrafo 1.D.1.10.1.

1.D.1 SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI SISTEMI DI CONTENIMENTO O PREVENZIONE

1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE

La sostanza movimentata all'interno del Terminale di Rigassificazione GNL di Monfalcone è gas naturale, composto per la maggior parte da metano, allo stato liquefatto e allo stato gassoso.

Il gas naturale non è una sostanza tossica, corrosiva né pericolosa per l'ambiente ed è classificato infatti con la sola classe di rischio R12 che significa estremamente infiammabile secondo la Direttiva 67/548/CEE o H220 Gas Altamente Infiammabile, secondo il Regolamento CE 1272/2008.

Nel caso in cui si bruci gas naturale, si avrà, a seguito della combustione, emissione di anidride carbonica, vapore acqueo e monossido di carbonio. L'anidride carbonica è normalmente presente in aria in concentrazione pari a circa 300 ppm. E' un gas asfissiante e, nel caso di un incendio di elevata entità, potrebbe generare effetti di asfissia nei soggetti che si trovano sotto vento e non possono portarsi in condizioni di sicurezza. La concentrazione IDLH¹ indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH, 2010) è pari a 40.000 ppm. Il vapore acqueo non presenta invece effetti particolari. Il monossido di carbonio è un gas estremamente tossico caratterizzato da TLV-TWA² pari a 35 ppm, (NIOSH, 2010), ed ha effetti di tossicità acuta. La sua concentrazione IDLH indicata dal NIOSH è pari a 1200 ppm.

1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI SU IMPIANTI AD ALTO RISCHIO DA INCENDIO E ESPLOSIONE

La discussione degli scenari incidentali interni al terminale è riportata al Paragrafo 1.C.1.6. Il terminale sarà dotato di sistemi di rivelazione gas, incendi e fughe di GNL connessi al sistema di allarme integrato con il sistema di intercettazione di emergenza (ESD) presentato nei Paragrafi 1.C.1.8 E 1.D.1.10.1. Le azioni di emergenza saranno organizzate mediante un Piano di Emergenza Interno si veda Paragrafo 1.D.1.11.

L'analisi degli eventi incidentali ha mostrato che:

- incidenti localizzati nel terminale interessano aree compatibili all'utilizzo;
- effetti domino interni al terminale sono esclusi a causa della estensione degli effetti di incidenti e/o della durata degli stessi (si veda Paragrafo 1.C.1.6) e per la presenza di sistemi di raffreddamento e protezione previsti allo scopo.

¹ IDLH, Immediately Dangerous to Life and Health: concentrazione tossica fino alla quale un individuo sano, in seguito all'esposizione di 30 minuti, non subisce danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive.

² TLV-TWA Threshold Limit Value - Time Weighted Average: concentrazione media a cui può essere esposto un operatore per otto ore al giorno e per 40 ore settimanali senza subire danni alla salute.

1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

Il terminale sarà progettato allo scopo di contenere eventuali sversamenti di GNL, idrocarburi o sostanze chimiche ed impedire la contaminazione del terreno e delle acque circostanti.

I serbatoi di stoccaggio GNL saranno del tipo a doppio contenimento totale in accordo alla norma UNI EN 1473. I serbatoi di questo tipo non richiedono ulteriori bacini di contenimento.

L'impianto è dotato di valvole di intercettazione in ingresso ed uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, compressori, ricondensatore, vaporizzatori) e sulle linee principali di GNL. Tali dotazioni permettono di isolare le apparecchiature e i tratti di linea e di ridurre al minimo i rilasci di GNL e di gas naturale in caso di perdite.

Nella zona di scarico del GNL dalla nave sono previsti sistemi di intercettazione e sgancio rapido dei bracci di scarico (PERC), che permettono lo sgancio rapido dei bracci sia manuale che automatico senza provocare danni strutturali. La progettazione dell'impianto prevede di minimizzare gli accoppiamenti flangiati.

E' inoltre previsto un sistema di contenimento delle possibili perdite di GNL attraverso l'utilizzo di un sistema di canali che sono in grado di trasferirle in un apposito bacino di raccolta di ridotte dimensioni gli eventuali sversamenti. I bacini saranno dotati di rivestimenti isolanti e di sistema di protezione schiuma allo scopo di ridurre l'evaporazione di GNL.

Il sistema di raccolta saranno dotati di rilevatori del freddo allo scopo di allertare gli operatori in caso di rilasci di GNL in modo da poter iniziare quanto prima le azioni di emergenza necessarie.

Anche eventuali perdite dalle pompe vengono raccolte e inviate al bacino di raccolta.

Un adeguato sistema di convogliamento e contenimento viene realizzato sul molo di scarico del GNL. Tale sistema evita che eventuali rilasci di GNL si riversino in mare convogliando il GNL in un apposito bacino.

Per evitare danni per la caduta di oggetti o da collisione che potrebbero comportare perdite di GNL vengono presi opportuni accorgimenti per la manutenzione e l'installazione delle apparecchiature. I lavori attorno alle apparecchiature sono soggetti a valutazione del rischio, ma in generale non sono consentite operazioni di sollevamento nei pressi delle apparecchiature.

Ove necessario le strutture di acciaio saranno protette da opportuno rivestimento a prova di fuoco.

Le apparecchiature contenenti lubrificanti e additivi chimici usati nel processo saranno provviste di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati. Verranno prese tutte le precauzioni operative per evitare fuoriuscite e perdite durante le operazioni di manutenzione. Eventuali minime fuoriuscite di olio lubrificante da compressori vengono raccolte e drenate. Il carburante (diesel) per il sistema di alimentazione di emergenza e per le pompe dell'acqua antincendio sarà stoccato in modo che eventuali perdite siano contenute e non ci sia alcuna possibilità di contaminazione delle risorse del sottosuolo.

I rifiuti liquidi generati da fuoriuscite o perdite sono in seguito smaltiti in conformità ai regolamenti e alle leggi vigenti.

1.D.1.4 MANUALI OPERATIVI

La progettazione e realizzazione del terminale comporterà la redazione di un Manuale Operativo. Il manuale operativo includerà tutte le procedure operative necessarie al buon esercizio degli impianti e dei sistemi presenti al terminale.

1.D.1.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

L'impianto sarà dotato della necessaria segnaletica di sicurezza in accordo a quanto richiesto dal D.L.vo 81/2008 al Titolo V "Segnaletica di Salute e Sicurezza sul Lavoro".

Saranno installati i necessari cartelli di:

- sicurezza e di salute sul luogo di lavoro;
- divieto, quali il divieto di fumare e usare fiamme libere, il divieto di accesso alle persone non autorizzate;
- avvertimento, quali ad esempio cartelli che informano della presenza di gas infiammabili, liquidi infiammabili, sostanze a bassa temperatura;
- prescrizione, quali cartelli che invitano a indossare i necessari Dispositivi di Protezione Individuale;
- salvataggio e soccorso (ad esempio segnalazione vie di fuga ed uscite di emergenza).

Tutte le attrezzature antincendio presenti saranno colorate in rosso, collocate in posizioni visibili ed adeguatamente segnalate da appositi cartelli.

1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

Nel terminale non si prevede siano normalmente presenti fonti di rischio mobili. L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento per effettuazioni di operazioni di manutenzione sarà procedurato e controllato dal personale di impianto.

1.D.1.7 MISURE PER EVITARE CEDIMENTI CATASTROFICI

I supporti in acciaio possono perdere la loro resistenza piuttosto rapidamente quando riscaldati a temperature tra 450°C e 580°C. Oltre ai supporti ed alle strutture di sostegno, anche i sistemi di potenza e le apparecchiature di controllo dell'impianto possono divenire non operative se esposte ad alte temperature. Allo scopo di proteggere le strutture in acciaio e i cavi può essere necessaria la messa in opera di protezioni passive in accordo ad esempio ai requisiti API 2218. Tali protezioni possono essere installate allo scopo di:

- prevenire il collasso di strutture, di parti di apparecchiature di processo che possono comportare rischi per il personale, o a seguito del cedimento della struttura alimentare eventuali incendi;
- prevenire il collasso di strutture che possono provocare danni a apparecchiature adiacenti, in particolare se queste possono comportare ulteriori rischi;
- mantenere l'integrità delle apparecchiature critiche di controllo, come ad esempio le valvole di intercettazione di emergenza (emergency shut down valve) installate allo scopo di mantenere l'impianto in condizioni di sicurezza e interettare l'alimentazione di sostanze combustibili all'impianto.

Oltre alla definizione di protezioni passive, la resistenza strutturale di manufatti metallici può essere incrementata mediante il raffreddamento delle strutture mediante acqua. Nell'attuale progetto sono stati definiti, anche in funzione dell'analisi incidentale sviluppata, alcuni impianti di raffreddamento presentati al Paragrafo 1.D.1.10. Gli impianti di raffreddamento potranno essere attivati manualmente da Sala Controllo o automaticamente su segnale di rivelazione incendi. Le eventuali protezioni di tipo passivo saranno studiate in fase di progettazione successiva. L'edificio quadri elettrici e sala controllo sarà realizzato con una struttura a travi e pilastri in c.a. gettato in opera, con una classe di resistenza al fuoco equivalente a R120.

1.D.1.8 SISTEMI DI PREVENZIONE ED EVACUAZIONE IN CASO DI INCENDIO

I sistemi di prevenzione incendi si esplicano mediante l'adozione di misure di carattere impiantistico e misure di carattere operativo e procedurale. Le misure di carattere impiantistico rientrano nella scelta e nell'applicazione di standard di progetto relativi sia alle parti meccaniche che alle parti elettriche degli impianti.

Come requisito di progetto tutte le aree di impianto, le apparecchiature e gli edifici saranno studiate e definite in modo da garantire le vie di fuga. Nell'Allegato 1.D.1.8 è riportata la planimetria che riporta la localizzazione delle vie di fuga, i percorsi esterni e le uscite dai principali edifici. In generale ogni area sarà dotata di vie di fuga, vie di fuga singole potranno esserci solo per brevissimi percorsi che conducano ad altre vie di fuga o da serbatoi/apparecchiature elevate dove non è possibile o non porterebbe a sostanziali benefici realizzare vie di fuga alternative.

Procedure e misure di carattere operativo saranno elaborate prima della messa in servizio dell'impianto e comporteranno l'elaborazione di procedure per l'avviamento, il controllo, la fermata dell'impianto.

Le procedure di emergenza saranno riportate nel Piano di Emergenza del Terminale; a tale proposito si veda quanto riportato al Paragrafo 1.D.1.11.6.

1.D.1.9 RESTRIZIONE PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI

L'accesso al terminale sarà consentito solo al personale addetto. Il terminale sarà dotato di recinzione di sicurezza. Al terminale è prevista una portineria destinata al controllo dell'accesso al terminale. Il terminale sarà dotato di un sistema di sorveglianza mediante telecamere a circuito chiuso che consentirà la copertura di tutto l'impianto. I monitor per la sorveglianza saranno installati nelle guardiole di impianto e al pontile e nella sala controllo principale. In aggiunta alle telecamere installate per la sorveglianza generale, saranno installate telecamere dedicate all'area di scarico alla testa del pontile, ai serbatoi di stoccaggio, alla torcia e alle guardiole.

1.D.1.10 MISURE CONTRO L'INCENDIO

La protezione contro l'incendio è assicurata mediante una combinazione di sistemi fissi, semifissi automatici e manuali. L'acqua sarà utilizzata come mezzo principale di lotta antincendio, come mezzo di raffreddamento e come estinguente assieme ad altri sistemi descritti nel seguito.

Le protezioni attive antincendio sono state definite in funzione della tipologia di rischio e si prevede siano alimentate:

- ad acqua (industriale/di mare);

- a schiuma a bassa espansione;
- con gas estinguente;
- con polvere chimica.

La selezione della tipologia di impianto di protezione attiva è stata effettuata in considerazione delle diverse aree di rischio/intervento identificate.

In particolare sono state identificate le seguenti aree di intervento:

- Area serbatoi di stoccaggio GNL, pompe di rilancio e package campionamento e analisi GNL;
- Area Compressori;
- Area Recondenser;
- Area Pompe GNL ad Alta Pressione;
- Area Vaporizzatore e vasche raccolta acque d'impianto;
- Area Gasolio e Azoto;
- Area Parcheggio;
- Area KO Drum e torcia;
- Area Analisi e Misura Gas Naturale;
- Area Tubazioni unloading, ritorno vapore e ricircolo vapore;
- Area Bracci di Carico;
- Area Stazione di Intercettazione e Misura Fiscale;
- Area Nuovo Metanodotto di Collegamento con la rete SNAM Esistente;
- Edificio Manutenzione, Spogliatoi;
- Edificio Quadri Elettrici e Sala Controllo;
- Edificio Servizi Ausiliari (aria compressa, acqua potabile, acqua industriale e stazione secondaria riempimento antincendio) e relativi serbatoi;
- Edificio Stazione Primaria di Pompaggio Acqua Antincendio;
- Edificio Uffici e Reception.

1.D.1.10.1 Descrizione dell'Impianto Antincendio e delle Attrezzature di Sicurezza e Protezione Personale

L'impianto antincendio sarà costituito essenzialmente da:

- stazione principale di pompaggio acqua antincendio;
- stazione di pressurizzazione rete antincendio;
- rete di distribuzione acqua antincendio;
- impianti fissi ad acqua (raffreddamento, spegnimento);
- impianti fissi a schiuma;
- impianti semifissi ad acqua (idranti, naspi);
- impianti di spegnimento fissi a gas estinguenti;

- estintori;
- sistema di rivelazione gas, incendi, rilasci GNL e impianti di allarme;
- quadri di controllo locali e principale del sistema.

La planimetria della rete antincendio è riportata in Allegato 1.D.1.10.1-1.

I sistemi e le apparecchiature antincendio attive ad acqua saranno alimentati da:

- una stazione di pompaggio primaria ad acqua di mare costituita da un'elettropompa e da una motopompa principali (in configurazione di due dimensionate al 100%), ubicata alla banchina;
- una stazione di pompaggio secondaria, alimentata da serbatoio di stoccaggio acqua industriale (il cui scopo è quello di garantire la pressurizzazione, il lavaggio ed il riempimento della relativa rete antincendio), costituita da un'elettropompa jockey, un'elettropompa di riempimento ed un'autoclave per il mantenimento della pressione sulla linea, ubicate nell'edificio servizi ausiliari.

Stazione di Pompaggio Antincendio

I sistemi e le apparecchiature antincendio saranno alimentati da:

- una stazione di pompaggio primaria ad acqua di mare costituita da un'elettropompa e da una motopompa principali in configurazione due dimensionate a 100% (ognuna con portata di 1700 m³/ora e prevalenza 110 m.c.a., configurazione 2x100%), ubicata alla banchina a mare;
- una stazione di pompaggio secondaria costituita da un'elettropompa jockey (30 m³/ora, prevalenza 60 m.c.a.), un'elettropompa di riempimento (340 m³/ora, prevalenza 85 m.c.a.) ed un'autoclave da 10 m³ per il mantenimento della pressione sulla linea, ubicate nell'Edificio Servizi Ausiliari;
- volume di stoccaggio acqua industriale pari a 340 m³ per l'alimentazione della stazione di pressurizzazione secondaria, da ubicarsi all'interno del serbatoio di stoccaggio acqua industriale, utile a garantire la pressurizzazione, il lavaggio ed il riempimento della relativa rete antincendio.

L'impianto sarà completato con:

- opera di presa acqua di mare con tubazioni in acciaio inox (DN 450) e relativi sistemi di scarico a mare (DN 300), tutti collegati alla stazione di pompaggio primaria;
- rete di distribuzione acqua antincendio costituita da tubazioni in PEAD PN16 interrate che corrono (DE 450) dall'area banchina fino all'area di impianto e su quest'ultima si chiuderanno ad anello (DE 450).

Le stazioni di pompaggio ed in particolare le curve caratteristiche delle pompe antincendio saranno in accordo ai requisiti dello standard NFPA 20 mentre le caratteristiche dei locali saranno in accordo alla UNI 11292.

Le pompe antincendio e quelle jockey saranno installate in zone sicure. Le pompe antincendio potranno partire:

- con comando manuale locale e a distanza da sala controllo;
- automaticamente per bassa pressione in rete.

Rete Antincendio

La rete antincendio si svilupperà ad anello nell'area del terminale mentre nelle restanti aree sarà prevista un'unica linea di distribuzione.

La tubazione sarà prevalentemente interrata, realizzata in PEAD PN16, le parti fuori terra saranno realizzate in acciaio al carbonio (o in alternativa GRE), le parti a mare saranno realizzate in acciaio inox.

La rete antincendio è stata dimensionata tenendo conto dei seguenti dati:

- delle portate di acqua antincendio necessarie per garantire le varie protezioni previste;
- che l'acqua antincendio possa raggiungere tutte le sezioni dell'anello, anche in caso di fuori servizio di una porzione della rete stessa;
- che la velocità dell'acqua antincendio nelle tubazioni sia compresa tra 2 e 4 metri/secondo, anche in caso di fuori servizio di una porzione dell'anello;
- che la pressione residua al punto idraulicamente più sfavorito della rete, non sia inferiore a 8,0 bar g.

Sulla base di quanto sopra è stato stimato per la rete antincendio un diametro pari a DE450.

In fase di progettazione di dettaglio, una volta selezionate le pompe antincendio e note le curve caratteristiche delle stesse, sarà necessario effettuare una verifica idraulica della rete in modo da evidenziare le pressioni previste nei vari punti della rete di distribuzione antincendio ed evitare eventuali sovrappressioni in rete prevedendo qualora necessario sistemi di riduzione della pressione.

Sistemi Antincendio Fissi ad Acqua

Sistemi di Raffreddamento

I sistemi di raffreddamento saranno installati sui tetti dei serbatoi di stoccaggio GNL e lungo le tubazioni su rack e consisteranno in anelli o linee di distribuzione completi di ugelli erogatori del tipo a lama d'acqua.

Questi sistemi saranno alimentati da una linea, connessa alla rete di distribuzione generale acqua antincendio e provvista di valvola motorizzata di intervento, comandata localmente o da Sala Controllo attraverso il sistema F&G.

La valvola motorizzata si prevede sia installata ad almeno 15 metri dall'apparecchiatura protetta.

L'intervento dei sistemi sarà segnalato in Sala Controllo da apposito sistema dedicato attraverso il sistema F&G.

La pressione operativa raccomandata dovrà essere compresa tra 2,5 e 3,5 bar g.

In particolare i sistemi di raffreddamento ad acqua sono previsti a protezione di:

- KO Drum alla banchina;
- tubazioni su pipe rack;
- tetto dei Serbatoi di Stoccaggio GNL: T-211, T-221;
- Pompe Bassa Pressione: P-211, P-212, P-213 su T-211, P-221, P-222, P-223 su T-221;

- Recondenser V-301;
- Compressori Alta Pressione: K-401, K-402;
- Banco di Analisi Gas Naturale: Z-402A/B;
- Misure Fiscali Gas Naturali: Z-403A/B;
- Compressori BOG: K-511, K-521, K-531.

La densità di scarica prevista per gli impianti di raffreddamento del tetto dei serbatoi di stoccaggio GNL è di 2,5 litri/minuto per metro quadrato di superficie protetta. Per gli altri impianti si prevede una densità di scarica pari a 10,2 litri/minuto per metro quadrato di superficie protetta.

Sistemi di Protezione a Barriera o Lama D'Acqua

Sistemi di protezione a barriera d'acqua o a lama d'acqua sono previsti:

- alla piattaforma di scarico GNL per separare la zona dei bracci di carico dalla nave;
- nell'area di impianto tra i serbatoi di Stoccaggio GNL T-211, T-221 e la zona del recondenser e delle pompe alta pressione;
- nell'area di impianto tra i serbatoi di Stoccaggio GNL T-211, T-221 e la zona dei vaporizzatori.

La densità di scarica prevista per le protezioni a barriera o a lama d'acqua è di 70 litri/minuto per metro lineare protetto.

Impianti Sprinkler

Impianti sprinkler sono previsti a protezione di:

- stazione di pompaggio principale antincendio;
- stazione di pompaggio antincendio per pressurizzazione rete;

La densità di scarica prevista per gli impianti a sprinkler è di 12,5 litri/minuto per metro quadrato protetto.

Sistemi Antincendio Semifissi

Per sistemi semifissi si intendono:

- idranti soprasuolo;
- naspi;
- monitori

Idranti Soprasuolo

Alla banchina lungo le strade e nell'area di impianto saranno installati idranti e cassette di corredo idranti. La localizzazione degli idranti in impianto prevede che tra due idranti successivi ci sia una distanza massima di 50 m.

Gli idranti saranno del tipo a colonna soprasuolo, con diametro di attacco 150 mm, in ghisa dotati di invito a rottura e sistema di intercettazione. Ogni idrante avrà due connessioni valvolate con attacco UNI 70 ed una connessione valvolata con attacco UNI 100. Le

connessioni saranno in ottone e complete di tappo e catenella. Le valvole operative saranno dotate di riduttore automatico di pressione.

Ogni due idranti sarà prevista una cassetta di corredo, la cassetta sarà in GRP, dotata di colonnina in acciaio inossidabile AISI 316 e si prevede sia corredata di:

- due manichette flessibili DN 70, ognuna della lunghezza di 20 m, complete di attacchi UNI 70;
- due lance ad acqua, ognuno della portata di 500 litri/minuto a 3,5 barg, completi di variatore del getto da pieno a nebulizzato;
- due chiavi di manovra.

Naspi

I naspi saranno installati per la protezione di alcuni locali. Ogni naspo sarà dotato di valvola operativa dotata di riduttore di pressione, sarà completo di manichetta semirigida del diametro di un pollice, avrà lunghezza di 20 metri e sarà dotato di ugello erogatore.

Monitori

Monitori saranno previsti a protezione:

- dell'area dei serbatoi di stoccaggio GNL;
- del Recondenser, V-301;
- dei Vaporizzatori GNL, E-411/421;
- dell'Area Compressori BOG.

I monitori si prevede presentino una portata di 2000 litri/minuto a pressione di 7,5 barg.

Sistemi Antincendio Fissi a Schiuma

Impianti a schiuma sono previsti a protezione di:

- bacino di raccolta sversamenti GNL area banchina;
- bacino di raccolta sversamenti GNL area serbatoi di stoccaggio GNL T-211, T-221;
- bacino di raccolta sversamenti GNL area vaporizzatori E-411, E421.

Si prevede l'installazione di stazioni schiuma costituite da:

- serbatoio di stoccaggio liquido schiumogeno, del tipo verticale, a membrana a spostamento di liquido;
- proporzionatori di linea;
- manifold di distribuzione miscela liquido schiumogeno;
- valvole a comando automatico di erogazione miscela liquido schiumogeno alle aree protette.

Le stazioni di stoccaggio liquido schiumogeno saranno dimensionate in fase di progettazione successiva per assicurare una autonomia non inferiore a trenta minuti circa di intervento del maggior impianto alimentato.

Sistemi Antincendio a Saturazione di Gas

Sistemi antincendio a saturazione di gas sono previsti per:

- le cofanature dei generatori diesel di emergenza;
- le sale quadri.
- i tipi di estinguente che si prevede possano essere utilizzati sono i seguenti: anidride carbonica, in tale caso i sistemi si prevede siano dimensionati secondo lo standard NFPA 12;
- sistemi del tipo clean agent con estinguente IG 541 (Inergen) o IG 55 (Argonite) dimensionati secondo lo standard NFPA 2001.

I sistemi dovranno essere previsti per garantire la protezione continua, saranno quindi dotati gruppi bombola di estinguente di riserva al 100%.

I sistemi potranno essere attuati:

- automaticamente su segnale dell'impianto di rivelazione incendi;
- automaticamente mediante attivazione da pulsante disposto in Sala Controllo, fatta eccezione per i sistemi ad anidride carbonica;
- manualmente da pulsante disposto localmente nei pressi del rischio protetto o dalla batteria bombole gas estinguente.

Estintori Portatili e Carrellati

Estintori Portatili

Estintori Portatili a Polvere, saranno del tipo a cartuccia di pressurizzazione interna, con carica da 12 o 4 kg (a seconda dell'ubicazione) di polvere chimica adatta per incendi di classe B, C e E.

Estintori portatili ad anidride carbonica, si prevede abbiano una carica di 6 kg. L'estintore a CO₂ è adatto per spegnimento di fuochi di classe B e C; essendo un gas inerte e dielettrico (di natura isolante), la normativa di prevenzione incendi ne prescrive l'installazione in prossimità dei quadri elettrici.

Estintori portatili a schiuma si prevede abbiano una carica di 6 litri e saranno previsti nelle aree in cui ci sarà rischio di rilascio di GNL.

Estintori Carrellati

Gli estintori carrellati a polvere avranno una carica di 50 kg di polvere chimica adatta per incendi di classe B; C e E.

Gli estintori carrellati a schiuma avranno una carica di 50 kg, saranno previsti nelle aree in cui ci sarà rischio di rilascio di GNL

Gli estintori carrellati a CO₂ avranno una carica di 50 kg, saranno previsti nelle aree in cui ci saranno rischi di natura elettrica.

Sistemi di Rivelazione Incendi

Il terminale sarà dotato di un sistema di rilevazione gas, incendi, perdite e di un sistema di allarme.

Il sistema di rilevazione del Terminale è progettato per:

- fornire una rivelazione rapida e affidabile di rilasci di gas, di incendi o di perdite di GNL liquido,
- allertare il personale in impianto e in sala controllo;
- minimizzare il rischio al personale e all'impianto iniziando azioni di prevenzione e controllo in uno stadio iniziale evitando escalation degli incidenti; tali azioni includono l'attivazione degli impianti antincendio e la partenza delle pompe associate;
- iniziare le procedure di emergenza previste in impianto per fronteggiare tali situazioni;

Il numero e le tipologia dei rivelatori utilizzati e il loro posizionamento è stato determinato dividendo l'impianto e gli edifici in zone e valutando il rischio potenziale in ognuna di esse.

La posizione dei rivelatori e delle apparecchiature di allarme è riportata nelle planimetrie in Allegato 1 D.1.10.1-2.

La scelta dei rivelatori, in termini di principio operativo, quantità e localizzazione è stata definita considerando:

- tipo di gas infiammabile che può essere presente;
- tipo di incendio che si deve rivelare;
- condizioni ambientali: temperatura, direzione e velocità del vento, polveri o vapori presenti nell'aria, presenza di inquinanti, possibili interferenze magnetiche, ostruzioni presenti nell'impianto;
- comportamento in termini di dispersione dei fumi o dei gas;
- performance richieste in termini di velocità di risposta;
- flussi dell'aria di ventilazione;
- possibili guasti e falsi allarmi;
- requisiti di manutenzione (frequenza e durata).

Il sistema di rivelazione gas, incendi e perdite darà inizio alle seguenti azioni:

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

Tutti i circuiti di rivelazione saranno monitorati dal sistema in modo da segnalare prontamente eventuali guasti.

Segnalatori di direzione e intensità del vento saranno previsti nel terminale (nelle Aree 1 e 3) per avere una costante indicazione del vento e quindi agevolare la gestione più efficace delle emergenze.

Definizione delle Zone di Rivelazione

L'impianto è stato diviso in zone di rivelazione appositamente identificate. Le zone sono caratterizzate sulla base delle condizioni operative che comprendono:

- caratteristiche intrinseche delle aree: aree di processo, edifici, sistemi ausiliari di impianto;
- limiti appropriati quali pareti resistenti a fuoco, strade di ampiezza adeguata, distanze di sicurezza e protezioni passive;
- quantità di sostanze infiammabili;
- dimensioni dell'area.

La valutazione di tutti gli eventi potenzialmente pericolosi associati a ciascuna area e delle condizioni locali consente la corretta selezione e il posizionamento delle apparecchiature del sistema di rilevazione gas, incendi e perdite.

Gli eventi potenzialmente pericolosi considerati sono:

- perdite di gas naturale liquefatto;
- perdite di gas naturale allo stato gassoso;
- incendi.

Posizione dei Rivelatori

In accordo alla UNI EN 1473 i rivelatori si prevede siano installati a protezione di:

- zona di scarico GNL
- linee di trasferimento;
- serbatoi di stoccaggio del GNL;
- vaporizzatori GNL;
- aspirazione aria di compressori e motori diesel;
- pompe GNL;
- flange;
- bacini di raccolta e punti di possibile accumulo di GNL;
- compressori gas di boil-off;
- edifici e punti di possibile accumulo di gas naturale;
- punti di aspirazione aria dei sistemi di ventilazione installati a servizio degli edifici.

L'installazione dei rivelatori tiene conto del peso specifico del gas, della ventilazione, delle condizioni atmosferiche e dei risultati dei calcoli di dispersione atmosferica.

I rivelatori installati in ogni zona si prevede siano ridondati e collegati con cavi indipendenti per consentire il monitoraggio continuo del corretto funzionamento.

Tipologia dei Rivelatori Adottati

I rivelatori e le apparecchiature utilizzati per il sistema di rilevazione gas, incendi e perdite sono i seguenti:

- rivelatori del freddo (perdite);
- rivelatori di gas infiammabile;
- rivelatori di incendio del tipo a fiamma;
- rivelatori di incendio del tipo a temperatura;
- rivelatori di fumo;
- pulsanti di allarme manuali.

Rivelatori del Freddo (perdite)

I rivelatori del freddo vengono usati per rilevare eventuali perdite di GNL criogenico. I rivelatori del freddo saranno installati nei canali di raccolta delle perdite, nei bacini di contenimento, attorno alle pompe GNL, nello spazio anulare dei serbatoi GNL. Si prevede siano utilizzate sonde di temperatura o sistemi a fibra ottica.

Le azioni in seguito alla rivelazione prevedono un allarme come descritto nel seguito.

I rivelatori di freddo saranno programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- attivare i sistemi a schiuma nei bacini di contenimento;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori di Gas Infiammabile

I rivelatori di gas infiammabili saranno posizionati vicino ai potenziali punti di perdita in accordo alla Sezione 13.1.13 della UNI EN 1473 e in edifici e spazi in cui si possano accumulare gas.

I rivelatori di gas saranno installati a protezione di:

- zone di scarico GNL;
- vaporizzatori GNL;
- all'aspirazione aria di compressori, motori diesel;
- pompe GNL;
- bacini di raccolta GNL;
- compressori gas di boil-off;
- edifici e spazi ove si possano accumulare gas;
- all'aspirazione aria dei sistemi di ventilazione.

Almeno due rivelatori di gas saranno installati all'aspirazione aria dei condotti di ventilazione.

I locali batterie che in condizioni di ricarica possano produrre concentrazioni elevate di idrogeno saranno protetti da rivelatori di idrogeno.

I rivelatori saranno installati in maniera da non essere influenzati da vento o da alte velocità della aria nei condotti del sistema di condizionamento. Inoltre saranno selezionati in esecuzioni resistenti agli agenti atmosferici come pioggia, radiazione solare, polvere e alta salinità.

I rivelatori si prevede siano del tipo a raggi infrarossi o elettro-catalitico per le zone protette dagli agenti atmosferici e da polveri.

Tutti i rivelatori saranno del tipo a soglia regolabile e gli allarmi saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- 20 % Limite inferiore di infiammabilità, LEL;
- 50% LEL.

I rivelatori gas localizzati nelle prese aria dei sistemi di ventilazione saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- 10 % LEL
- 20 % LEL.

I locali batterie che in condizioni di ricarica possano produrre concentrazioni di idrogeno saranno protetti da rivelatori di idrogeno settati sui seguenti allarmi:

- 10 % LEL
- 20 % LEL.

Le azioni in seguito alla rivelazione prevedono un primo allarme o preallarme ed un allarme come descritto nel seguito.

Un primo allarme preallarme o allarme di basso livello sarà configurato per:

- rivelare la perdita di gas infiammabile;
- attivare un primo allarme o preallarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.

Un secondo allarme o allarme di alto livello sarà configurato per:

- attivare un allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo;
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori di Incendio

Rivelatori di fiamma saranno installati ove occorre una rapida rivelazione e ove il solo uso di rivelatori termici non è considerata sufficiente. Saranno installati in aree dove possano essere protetti dall'irraggiamento solare, al fine di evitare falsi allarmi. I rivelatori di fiamma

verranno installati ai bordi delle zone sorvegliate e monitoreranno l'interno delle aree sorvegliate.

I rivelatori di fiamma saranno installati nelle seguenti aree:

- zone di scarico GNL;
- serbatoi GNL;
- bacini di raccolta GNL;
- linea dalle pompe di erogazione GNL ai vaporizzatori GNL;
- vaporizzatori GNL
- compressori gas di boil-off;
- pompe di erogazione GNL

I rivelatori di fiamma utilizzati saranno di tipo ottico. In base al tipo di fiamma rivelata si distinguono in rivelatori IR (infrarossi), UV (ultravioletti) o IR/UV.

I rivelatori IR sono particolarmente indicati per incendi con fiamma molto sviluppata, mentre i rivelatori UV possono rivelare fiamme anche allo stato iniziale, ma sono soggetti ad allarmi spuri dovuti alla radiazione solare, a sorgenti luminose o all'accumulo di sporco sulla testa ottica.

I rivelatori utilizzati nel terminale saranno prevalentemente di tipo IR/UV che combina le caratteristiche di rilevamento di entrambi i rivelatori e elimina la possibilità di allarmi spuri.

I rivelatori saranno installati in maniera da non essere soggetti a vibrazioni o urti, da essere facilmente manutenibili e in modo da evitare accumuli di sporco.

Le azioni in seguito alla rivelazione prevedono un allarme come descritto nel seguito.

I rivelatori di fiamma vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- attivare i sistemi di spegnimento e antincendio;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

I rivelatori di incendio del tipo a temperatura sono previsti all'interno degli edifici, negli alloggiamenti delle apparecchiature, dei locali contenenti apparecchiature elettriche.

I rivelatori di incendio saranno del tipo:

- a bulbo (installati per gli impianti a sprinkler);
- a temperatura di tipo fisso, installati in generale all'esterno ed associati ad impianti ad acqua del tipo water spray;
- a temperatura del tipo compensato, all'interno di edifici o locali dove si prevedono normalmente variazioni di temperatura nei pressi di macchine associate a motori;
- a temperatura del tipo ad incremento di temperatura compensato installati nelle aree ove possono essere presenti fumi ad esempio i locali officina.

I rivelatori saranno settati per fornire un allarme se la temperatura sale più di 15 gradi al di sopra della massima temperatura ambiente mai registrata.

Le azioni in seguito alla rivelazione prevedono un allarme come descritto nel seguito.

I rivelatori di incendio di temperatura vengono programmati per:

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- attivare i sistemi di spegnimento e antincendio;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici;
- iniziare le azioni di fermata delle apparecchiature.

Rivelatori di Fumo

I rivelatori di fumo saranno installati all'interno di locali chiusi quali sala controllo, sale quadri elettrici e cavi, uffici, locali di sistemazione delle macchine di ventilazione e condizionamento.

Nella sala di controllo e per i quadri elettrici di particolare importanza per le operazioni di impianto vengono utilizzati rivelatori ad alta sensibilità basati sul campionamento e l'analisi dei fumi prodotti da un eventuale incendio.

I rivelatori di fumo si prevede siano del tipo a ionizzazione, ottici o a alta sensibilità.

Le azioni in seguito alla rivelazione prevedono un allarme come descritto nel seguito.

I rivelatori di fumo vengono programmati per

- attivare l'allarme in sala controllo;
- attivare allarmi sonori e visivi in campo.
- avvertire il personale di un pericolo imminente;
- fermare il sistema di condizionamento degli edifici.

Pulsanti di Allarme Manuali

Nell'impianto saranno installati dei pulsanti di allarme manuali per l'attivazione di allarmi da parte di operatori presenti nell'impianto. I pulsanti d'allarme saranno colorati in rosso e del tipo "lift flap & push button". Saranno raggruppati per zone, e localizzati nei pressi delle uscite principali e lungo le vie di fuga.

Le azioni in seguito alla rivelazione manuale di allarme incendio prevedono quanto segue:

- attivazione allarme in sala controllo;
- attivazione allarmi sonori e visivi in campo.
- attivazione dei sistemi di spegnimento e antincendio;
- attivazione azioni di fermata delle apparecchiature.

Tipologia e Ubicazione dei rilevatori

Nelle diverse aree saranno installati i rilevatori come descritto nella Tabella 75 seguente.

Tabella 75 - Tipi di Rilevatori

	Area	Tipo di Rilevatore							Note
		Fuoco	Gas	Fumo	Calore	Freddo	Telecamera a circuito chiuso	Pulsanti di allarme	
Processo	Testa banchina – Bracci di Carico	X	X			X	X	X	
	Area KO Drum	X	X				X	X	
	Linea di trasferimento GNL banchina ai serbatoi di stoccaggio GNL	X				X	X	X	Rivelatori del freddo sulle flange e sulle valvole.
	Serbatoi di stoccaggio GNL	X	X			X	X	X	Rivelatori del freddo sulle flange, sulle valvole e nello spazio anulare dei serbatoi
	Bacini di contenimento	X	X			X		X	
	Canali di raccolta perdite					X			
	Linea dai serbatoi di stoccaggio GNL al ricondensatore	X				X		X	Rivelatori del freddo sulle flange e sulle valvole.
	Compressori del gas di Boil off	X	X			X		X	
	Ricondensatore	X	X			X		X	
	Linea dal ricondensatore alle pompe alta pressione GNL	X				X		X	Rivelatori del freddo sulle flange e sulle valvole.
	Pompe alta pressione GNL	X	X		X	X		X	
	Linea dalle pompe alta pressione ai vaporizzatori	X				X		X	Rivelatori del freddo sulle flange e sulle valvole.
	Vaporizzatori	X	X			X		X	
	Torcia						X		
Ausiliari	Zone pompe	X			X			X	
	Compressori aria/ motori diesel	X	X	X				X	
	Aspirazioni del sistema di condizionamento		X	X					
	Locali batterie		X						Rivelatore di idrogeno.
Edifici	Sale quadri		X	X				X	
	Manutenzione			X	X			X	
	Sale controllo		X	X				X	Rivelatori fumo tipo VESDA.
	Aree mensa e servizi			X	X				
	Uscite edifici							X	
	Vie di fuga							X	
	Guardiane - Uffici		X	X				X	

Il circuito dei rivelatori è progettato per ottenere una elevata affidabilità grazie all'utilizzo di componenti certificati, ridondati e con sistemi di diagnostica interna.

L'alimentazione elettrica al sistema di controllo dell'impianto di rivelazione gas incendi e perdite si prevede integrata da un sistema a batterie UPS (Uninterruptible Power Supplies). L'alimentazione elettrica del sistema sarà anche connessa al quadro del generatore diesel di emergenza.

1.D.1.10.2 Progettazione del Sistema di Drenaggio

Nell'area dell'impianto è prevista una rete di smaltimento delle acque meteoriche.

La rete di drenaggio raccoglie le acque meteoriche che interessano i piazzali pavimentati esterni e la viabilità presenti nell'area.

Il sistema di drenaggio è costituito da:

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

Le acque di prima e seconda pioggia intercettate dalla rete vengono convogliate in una vasca di grigliatura e rilancio e successivamente mediante pompaggio vengono inviate alla vasca di raccolta e trattamento acque meteoriche. La portata totale delle acque meteoriche risulta pari a circa 2500 litri/secondo.

L'impianto di trattamento delle acque di prima pioggia è in grado di trattare una portata di 400 litri/secondo.

1.D.1.10.3 Fonti di Approvvigionamento Idrico

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

- usi civili;
- usi industriali del Terminale.

Per quanto riguarda gli usi civili, l'utilizzo di acque sanitarie in fase di esercizio è quantificabile in 85 litri/giorno per addetto: si stima che il consumo massimo di acqua potabile per usi civili in fase di esercizio sia pari a 2.550 litri/giorno, considerando la presenza media giornaliera in impianto di 30 addetti. L'acqua potabile sarà fornita all'area di impianto tramite autobotte e sarà stoccata nel serbatoio localizzato nell'area Nord-Est, di capacità pari a 25 m³.

La richiesta di acqua per usi industriali è essenzialmente legata a:

- processo di rigassificazione GNL;
- altri usi industriali.

Per la rigassificazione verrà utilizzata l'acqua fornita dalla cartiera Burgo; in particolare è prevista la fornitura di 2.500 m³/ora di acqua proveniente dal circuito di raffreddamento della cartiera stessa.

Per quanto riguarda i restanti usi industriali (stazioni di lavaggio, flussaggio di manutenzione, make-up circuito di raffreddamento, irrigazione aree verdi), si stima un consumo complessivo di circa 25 m³/ora prelevati dalla rete industriale. Si evidenzia infine che è previsto il prelievo di acqua di mare per utilizzo anti-incendio.

I quantitativi, la modalità di approvvigionamento e gli impieghi previsti dell'acqua prelevata sono sintetizzati nella tabella seguente.

Tabella 76: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio

Uso	Modalità di Approvvigionamento	Quantità (m³/ora)
Acqua di rigassificazione del GNL	Da Cartiera Burgo	2.500
Acqua per usi civili	Da rete acquedotto	2,55
Acqua per usi industriali	Da rete acqua industriale	25

Non sono infine identificabili prelievi idrici connessi all'esercizio del metanodotto.

1.D.1.10.4 Certificato di Prevenzione Incendi

Il terminale è in fase di progettazione di dettaglio e di ottenimento delle necessarie autorizzazioni alla realizzazione. Il presente rapporto costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza redatto al fine dell'ottenimento del Nullaosta di Fattibilità da parte delle Autorità Competenti.

1.D.1.10.5 Estinzione con Gas Inerte o Vapore

L'azoto gassoso sarà utilizzato per l'inertizzazione, il flussaggio delle linee, la verifica delle tenute e per la rilevazione della presenza di idrocarburi. Si veda quanto riportato al Paragrafo 1.B.1.2.4.8.6.

L'azoto gassoso sarà distribuito alle seguenti utenze:

- bracci di carico;
- collettore di torcia e ko drum;
- prevenzione del vuoto nei serbatoi GNL;
- ventilazione intercapedine dei serbatoi GNL;
- Pompe GNL di Bassa e di Alta Pressione;
- Recondenser
- Compressori del BOG;
- Compressori Alta Pressione;
- tenute;
- manichette di servizio.

Alcuni impianti antincendio saranno del tipo a gas estinguente (total flooding) a anidride carbonica o clean agent si veda quanto riportato al Paragrafo 1.D.1.10.1.

Nel terminale non sono previsti sistemi di inertizzazione a vapore.

1.D.1.11 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

1.D.1.11.1 Criteri di Disposizione del Terminale

La disposizione impiantistica del Terminale è stata effettuata sulla base delle seguenti norme e criteri:

- requisiti della Norma UNI EN 1473;

- requisiti della Norma NFPA 59A, ove applicabili;
- installazione delle apparecchiature in modo da soddisfare i criteri di sicurezza, operatività, facilità costruttiva e norme di manutenzione;
- ubicazione della piattaforma per lo scarico del GNL in accordo con il Piano di Sviluppo del Porto.

La planimetria generale del Terminale è stata progettata tenendo in considerazione quanto segue.

I due serbatoi di stoccaggio GNL sono stati ubicati allo scopo di ridurre per quanto possibile la lunghezza delle linee di scarico GNL e di ritorno vapori. La distanza tra i serbatoi è pari alla metà del diametro esterno degli stessi.

La fiaccola sarà ubicata nella parte Sud Orientale dell'area del terminale l'altezza preliminare della fiaccola è stata verificata sulla base dei livelli di irraggiamento termici previsti allo scopo di rispettare i criteri definiti nello standard UNI EN 1473. Si evidenzia a tale proposito che i livelli massimi di irraggiamento previsti a circa 2 metri dal suolo attorno alla fiaccola sono pari a 3 kW/m². Si veda a tale proposito la verifica riportata in Allegato 1.D.1.11.

La localizzazione del serbatoio dell'acqua antincendio, della stazione di pompaggio acqua antincendio e del generatore diesel di emergenza è stata effettuata in un'area considerata sicura.

Gli edifici sono stati posizionati nell'impianto in modo da essere protetti dagli scenari incidentali previsti.

Il terminale è servito da una rete stradale interna per le normali attività operative e di manutenzione.

1.D.1.11.2 Mezzi di Comunicazione

I mezzi e i sistemi di comunicazione saranno sviluppati in fase di progettazione successiva.

Allo stato attuale del progetto si prevede quanto segue.

Il terminale sarà connesso alle linea telefonica mediante un centralino che sarà installato in uno degli edifici del terminale. Dal centralino sarà installata una linea telefonica in passerella porta-cavi che consentirà la connessione della Sala Controllo in banchina. Un sistema radio consentirà un ulteriore collegamento in caso di necessità.

Il terminale sarà dotato di un impianto telefonico interno. L'impianto interno sarà una combinazione di sistema interfonico ad anello/sistema di allarme e consentirà la comunicazione telefonica a due vie del personale presente in tutto il terminale compreso il Pontile. Il sistema permetterà inoltre di emettere segnali acustici di allarme tramite gli altoparlanti di chiamata, nel caso di comunicazioni e messaggi di emergenza nell'impianto. Le stazioni di questo sistema verranno posizionate in tutta l'area dell'impianto e al molo.

Il Terminale si prevede sia dotato di sistema radio che consentirà una efficace comunicazione con il personale in impianto.

1.D.1.11.3 Presidi Sanitari

Il terminale sarà dotato dei necessari presidi sanitari previsti secondo quanto richiesto dalla normativa vigente D.L.vo 81/08 e s.m.i.. La definizione di dettaglio dei presidi sanitari sarà effettuata in fase di progettazione successiva.

1.D.1.11.4 Programma di Addestramento Personale

Il gestore, contestualmente all'inizio delle attività al Terminale, implementerà il sistema di gestione della sicurezza come richiesto dal D.L.vo 334/99, modificato da D.L.vo 238/05, seguendo i principi riportati all'Allegato III degli stessi decreti.

Il Sistema di Gestione della Sicurezza prevederà tra l'altro che il personale del Terminale sarà soggetto a corsi di informazione e formazione in materia che terranno conto della figura professionale e delle destinazioni di impiego del personale interessato in accordo agli articoli 36 e 37 del D.L.vo 81/08 e s.m.i.

In particolare il D.L.vo 81/08 e s.m.i all'articolo 36 prevede che il datore di lavoro provveda affinché ciascun lavoratore riceva una adeguata informazione:

- a. sui rischi per la salute e sicurezza sul lavoro connessi alla attività dell'impresa in generale;
- b. sulle procedure che riguardano il primo soccorso, la lotta antincendio, l'evacuazione dei luoghi di lavoro;
- c. sui nominativi dei lavoratori incaricati di applicare le misure di Primo Soccorso e Prevenzione Incendi;
- d. sui nominativi del Responsabile e degli Addetti del Servizio di Prevenzione e Protezione e del Medico Competente;
- e. sui rischi specifici cui è esposto in relazione all'attività svolta, le normative di sicurezza e le disposizioni dell'azienda in materia;
- f. sui pericoli connessi all'uso delle sostanze e dei preparati pericolosi sulla base delle schede dei dati di sicurezza previste dalla normativa;
- g. sulle misure e le attività di protezione e prevenzione adottate.

Per quanto riguarda la formazione il D.L.vo 81/08 e s.m.i all'articolo 37 stabilisce che il datore di lavoro assicuri che ciascun lavoratore riceva una formazione sufficiente ed adeguata in materia di salute e sicurezza con particolare riferimento a:

- a. concetti di rischio, danno prevenzione, protezione, organizzazione della prevenzione dell'azienda, diritti e doveri dei vari soggetti dell'azienda, organi di vigilanza, controllo, assistenza;
- b. rischi riferiti alle mansioni e ai possibili danni e alle conseguenti misure e procedure di prevenzione e protezione caratteristici del settore o comparto di appartenenza dell'azienda.

I rischi dovranno includere tutti i rischi specifici di cui ai titoli dello stesso D.L.vo 81/08 e s.m.i.:

- analisi dei luoghi di lavoro titolo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- analisi microclima dei luoghi di lavoro Titolo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- analisi illuminamento dei luoghi di lavoro Titolo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- valutazione del rischio utilizzo videoterminali titolo VII del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;

- valutazione del rischio di incendio;
- valutazione del rischio movimentazione manuale dei carichi titolo VI del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - rischio rumore titolo VIII capo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - vibrazioni meccaniche titolo VIII capo III del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - campi elettromagnetici titolo VIII capo IV del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- agenti fisici - radiazioni ionizzanti;
- agenti fisici - radiazioni ottiche di origine artificiale titolo VIII capo V del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- sostanze pericolose protezione da agenti chimici titolo IX capo I del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- sostanze pericolose protezione da agenti cancerogeni e mutageni titolo IX capo II del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- rischi da agenti biologici titolo X D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- rischio atmosfere esplosive titolo XI del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- rischio stress da lavoro correlato articolo 28 del D.L.vo 81/08 e s.m.i.;
- valutazioni specifiche per attività.

La formazione dovrà avvenire come stabilito dallo stesso decreto in occasione:

- della costituzione del rapporto di lavoro;
- del trasferimento o cambiamento di mansioni;
- della introduzione di nuove attrezzature di lavoro o di nuove tecnologie, di nuove sostanze o preparati pericolosi.

La formazione e l'aggiornamento periodico interesserà come previsto dall'articolo 37 dello stesso decreto anche dirigenti e preposti in relazione ai compiti svolti.

La formazione e l'addestramento di ogni lavoratore sarà in accordo a quanto stabilito dall'Articolo 4 del Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 Marzo 1998. In particolare la formazione includerà:

- contenuti dell'analisi di sicurezza;
- contenuti generali del piano di emergenza interno e dettagli specifici su quanto di pertinenza del lavoratore;
- uso delle attrezzature di sicurezza e dei dispositivi di protezione individuale e collettiva;
- procedure operative e di manutenzione degli impianti o depositi sia in condizioni normali e di anomalo esercizio, sia in condizioni di emergenza;
- benefici conseguibili attraverso la rigorosa applicazione delle misure e delle procedure di sicurezza e prevenzione, con particolare riguardo alla necessità di una tempestiva segnalazione dell'insorgenza di situazioni potenzialmente pericolose;
- specifici ruoli e responsabilità di ognuno nel garantire l'aderenza alle normative di sicurezza e alla politica di sicurezza aziendale;
- possibili conseguenze di inosservanze e deviazioni dalle procedure di sicurezza;
- comportamenti utili allo scopo di prevenire gli incidenti rilevanti e limitare le conseguenze per l'uomo e l'ambiente.

La formazione e l'addestramento di base dei lavoratori sarà effettuato in occasione dell'assunzione, del trasferimento o del cambiamento di mansioni, dell'introduzione di modifiche significative. L'addestramento comporterà lo svolgimento di esercitazioni pratiche affiancate se necessario da istruttori qualificati e sarà effettuato secondo quanto richiesto almeno ogni tre mesi.

Le esercitazioni relative alla messa in atto del Piano di Emergenza Interno saranno effettuate ogni sei mesi.

Il Terminale secondo l'Allegato IX del D.M. 10 Marzo 1998 è classificato attività a rischio di incendio elevato.

Il personale addetto alla prevenzione incendi, lotta antincendio e gestione delle emergenze dovrà effettuare il Corso C indicato all'Allegato IX dello stesso decreto che comprende:

1. l'incendio e la prevenzione incendi (4 ore):
 - principi sulla combustione,
 - le principali cause di incendio in relazione allo specifico ambiente di lavoro,
 - le sostanze estinguenti,
 - i rischi alle persone e all'ambiente,
 - specifiche misure di prevenzione incendi,
 - accorgimenti comportamentali per prevenire gli incendi,
 - l'importanza del controllo degli ambienti di lavoro,
 - l'importanza delle verifiche e delle manutenzioni sui presidi antincendio;
2. la protezione antincendio (4 ore):
 - misure di protezione passiva,
 - vie di esodo, compartimentazioni, distanziamenti,
 - attrezzature ed impianti di estinzione,
 - sistemi di allarme,
 - segnaletica di sicurezza,
 - impianti elettrici di sicurezza,
 - illuminazione di sicurezza;
3. procedure da adottare in caso di incendio (4 ore):
 - procedure da adottare quando si scopre un incendio,
 - procedure da adottare in caso di allarme,
 - modalità di evacuazione,
 - modalità di chiamata dei servizi di soccorso,
 - collaborazione con i Vigili del Fuoco in caso di intervento,
 - esemplificazione di una situazione di emergenza;
4. esercitazioni pratiche (4 ore):
 - presa visione e chiarimenti sulle principali attrezzature ed impianti di spegnimento,
 - presa visione sulle attrezzature di protezione individuale (maschere, autoprotettore, tute, etc.),

- esercitazioni sull'uso delle attrezzature di spegnimento e di protezione individuale.

1.D.1.11.5 Vie di Fuga e Uscite di Emergenza

Lo scopo delle vie di fuga è di permettere al personale di fuggire dalla zona pericolosa quando avviene un incidente.

Le vie di fuga e le uscite di emergenza saranno progettate in accordo al D.M. 10/3/98 “Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell’Emergenza nei Luoghi di Lavoro” e D.L.vo 81/08, Annesso VI Paragrafo 1.5 “Vie e Uscite di Emergenza”. In particolare, tutte le aree che saranno usate come vie di fuga quali strade, passaggi, corridoi scale e marciapiedi, dovranno essere periodicamente ispezionate per assicurare che rimangano libere da ostacoli o impedimenti che ne possano pregiudicare l’uso in caso di fuga.

La planimetria delle vie di fuga è riportata nel disegno in Allegato 1.D.1.8 “Vie di Fuga”.

Per definire il percorso delle vie di fuga come riportate nella sopra citata planimetria sono state fatte le seguenti assunzioni.

1. Il personale che lavora nel sito deve essere adeguatamente istruito, formato e addestrato per evacuare l’area in caso di emergenza.
2. Nella progettazione dell’impianto sono stati applicati gli standard di buona ingegneria, minimizzando quindi il potenziale per effetti domino.
3. Il disegno si applica solo alla fase di operazione dell’impianto. Le vie di fuga per le fasi di costruzione e prima messa in servizio saranno elaborate in documenti specifici.
4. Si assume che non avvenga più di un incidente contemporaneamente nell’impianto.
5. Nel terminale si prevede lavorino circa 30 persone in totale e il numero di lavoratori presenti contemporaneamente nel sito, ad ogni momento, possa variare tra le 10 e 22 persone al massimo, a seconda dei turni. Il numero di persone presente nelle aree di processo al più possa essere di 5-6 per turno.
6. Le aree di processo sono considerate “presidiate a intermittenza”. L’area di banchina è definita “normalmente non presidiata”. Gli edifici quali la sala controllo, gli uffici, si ritengono zone sicure e sono “sempre presidiate”.

Le assunzioni fatte e la planimetria “Vie di Fuga” saranno validate durante le successive fasi di ingegneria.

1.D.1.11.6 Piano di Emergenza Interno

Il Piano di Emergenza Interno sarà elaborato prima dell'avvio delle attività al Terminale. Il Piano di Emergenza Interno sarà predisposto secondo quanto indicato al Comma 2 dell'Articolo del D.L.vo 334/99 e D.L.vo 238/05 allo scopo di:

- controllare e circoscrivere gli incidenti in modo da minimizzare gli effetti e limitarne i danni per l'uomo, per l'ambiente e le cose;
- mettere in atto le misure necessarie per proteggere l'uomo e l'ambiente dalle conseguenze di incidenti rilevanti;
- informare adeguatamente i lavoratori e le autorità locali competenti;
- provvedere al ripristino ed al disinquinamento dell'ambiente dopo un incidente rilevante.

Il Piano di Emergenza Interno conterrà le informazioni di cui all'Allegato IV, Punto 1 del D.L.vo 334/99 quindi:

- a. nome o funzione delle persone autorizzate ad attivare le procedure di emergenza e della persona responsabile dell'applicazione e del coordinamento delle misure di intervento all'interno del sito;
- b. nome o funzione della persona incaricata del collegamento con l'autorità responsabile del piano di emergenza esterno;
- c. per situazioni o eventi prevedibili che potrebbero avere un ruolo determinante nel causare un incidente rilevante, descrizione delle misure da adottare per far fronte a tali situazioni o eventi e per limitare le conseguenze; la descrizione comprenderà le apparecchiature di sicurezza e le risorse disponibili;
- d. misure atte a limitare i pericoli per le persone presenti nel sito, compresi sistemi di allarme e le norme di comportamento che le persone devono osservare al momento dell'allarme;
- e. disposizioni per avvisare tempestivamente, in caso di incidente, l'autorità incaricata di attivare il piano di emergenza esterno; tipo di informazioni da fornire immediatamente e misure per la comunicazione di informazioni più dettagliate appena disponibili;
- f. disposizioni adottate per formare il personale ai compiti che sarà chiamato a svolgere e, se del caso, coordinamento di tale azione con i servizi di emergenza esterni;
- g. disposizioni per coadiuvare l'esecuzione delle misure di intervento adottate all'esterno del sito.

Nel seguito si riporta un possibile indice di riferimento per il Piano di Emergenza Interno che sarà elaborato per ottemperare a quanto richiesto dal D.L.vo 334/99 e integrazioni del D.L.vo 238/05.

Piano di Emergenza Interno

- 1 Introduzione
- 1.1 Piano di Emergenza al Terminale
- 1.1.1 Personale
- 1.1.2 Organizzazione
- 1.1.3 Scopo del Piano di Emergenza Interno
- 1.1.4 Implementazione del Piano di Emergenza
- 1.1.5 Squadra di Emergenza
- 1.2 Piano di Emergenza Esterno

Procedure per Riportare l'Emergenza

- 2.0 Procedure per Riportare l'Emergenza
- 2.1 Personale Interno
- 2.2 Personale Esterno

Procedure di Evacuazione

- 3.0 Procedure di Evacuazione
- 3.1 Azioni da Effettuare al Suono della Sirena di Allarme
- 3.1.1 Generali
- 3.1.2 Personale Esterno
- 3.1.3 Visitatori
- 3.1.4 Personale Interno

Procedure per Fronteggiare Eventi Incidentali Specifici

- 4.1 Incendi/Esplosioni
- 4.2 Rilascio di Gas
- 4.3 Rilascio di Idrocarburi Liquidi
- 4.4 Incidenti al Pontile
- 4.5 Incidenti alle Tubazioni
- 4.6 Eventi Terroristici
- 4.7 Inquinamento Ambientale
- 4.8 Interventi di Primo Soccorso
- 4.9 Incidenti a Insediamenti Limitrofi
- 4.10 Eventi Naturali

Ruolo e Responsabilità del Personale Durante l'Emergenza

- 5.0 Ruolo e Responsabilità del Personale Durante l'Emergenza
- 5.1 Durante il Normale Orario di Lavoro
- 5.1.1 Personale
- 5.1.2 Comunicazioni
- 5.1.3 Responsabilità del Personale
- 5.2 Durante Turni
- 5.2.1 Ruolo del Personale
- 5.2.2 Responsabilità delle Comunicazioni

Centro Operativo di Emergenza, COE

- 6.0 Centro Operativo di Emergenza COE
- 6.1 Locale COE
- 6.2 Mezzi COE
- 6.3 Centro di Gestione dell'Informazione
- 6.4 Personale COE
- 7.0 Conseguenze di un Incidente
- 7.1 Bonifica dopo un Emergenza
- 7.2 Controllo dei Mezzi di Emergenza
- 7.3 Preparazione di un Rapporto Dettagliato di Incidente
- 7.4 Relazioni con l'Esterno
- 7.5 Aspetti Legali

Revisioni ed Aggiornamenti del Piano

- 8.0 Revisioni ed Aggiornamenti del Piano
- 8.1 Simulazioni Interventi di Emergenza e Prove

1.D.1.11.7 Personale Responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno

Come indicato dall'Articolo 11 del D.L.vo 334/99 e s.m.i., Smart Gas Monfalcone predisporrà il Piano di Emergenza Interno e definirà per funzioni il personale responsabile dell'Applicazione del Piano di Emergenza Interno.

1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO ED ABBATTIMENTO

1.E.1.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE DEI REFLUI

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

- acque sanitarie connesse alla presenza del personale addetto;
- acqua per la rigassificazione del GNL;
- acque meteoriche.

Le acque sanitarie (reflui civili) saranno raccolte in appositi serbatoi o vasche a tenuta stagna e inviati tramite tubazione alla rete fognaria comunale. La presenza del personale addetto comporta una produzione di acque sanitarie pari a circa 2,5 m³/g.

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

L’acqua destinata al processo di rigassificazione, per una portata di 2.500 m³/ora, viene convogliata in un fascio tubiero all’interno del vaporizzatore ORV dove cede al GNL il calore necessario per il passaggio di stato. A valle dell’ORV l’acqua di mare, raffreddata è scaricata nel canale Locavaz. La differenza di temperatura prevista tra l’acqua in ingresso al sistema di vaporizzazione e quella in uscita dallo stesso sarà pari a -6 °C, mentre non è prevista la disinfezione per contrastare fenomeni di micro e macro fouling.

Le acque meteoriche saranno gestite da due diversi sistemi, posizionati rispettivamente nell’area del Terminale GNL e nella banchina di accosto.

Per quanto riguarda il sistema nell’area del Terminale, le acque di prima pioggia e di dilavamento, a valle di adeguato trattamento, confluiranno nel sistema di scarico delle acque di rigassificazione, unitamente alle acque meteoriche pulite di seconda pioggia o recapitanti da superfici impermeabili non potenzialmente contaminate.

Ai fini di quanto sopra, l’impianto di rigassificazione sarà dotato per la raccolta e il drenaggio delle acque meteoriche di apposite reti recapitanti in fognature separate. Le acque meteoriche di prima pioggia e le acque di lavaggio verranno trattate all’interno dell’impianto di rigassificazione; in particolare:

- le acque di prima pioggia (raccolte da 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.

Saranno inoltre presenti i seguenti scarichi di acque meteoriche a mare:

- scarico dall’area della banchina di accosto, previo trattamento analogo a quello presente nell’area del Terminale;
- scarico dall’area della nuova cassa di colmata, con trattamento mediante filtrazione, sedimentazione e grigliatura.

Non sono infine identificabili scarichi idrici connessi all’esercizio del metanodotto.

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

Tabella 77: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio

Tipologia di Scarico	Modalità di Trattamento e Scarico	Quantità
Usi civili	Conferimento ad impianti di trattamento	2,5 m ³ /giorno
Acqua per rigassificazione del GNL	<u>Scarico</u> nel canale Locavaz	2.500 m ³ /ora
Acque Meteoriche - Area Terminale GNL	<u>Trattamento</u> <i>Acque di prima pioggia</i> : impianto di trattamento (separatore olio/acqua) <i>Acque di seconda pioggia</i> : grigliatura <u>Scarico</u> nel canale Locavaz	(1)
Acque Meteoriche - Area banchina	<u>Trattamento</u> <i>Acque di prima pioggia</i> : impianto di trattamento (separatore olio/acqua) <i>Acque di seconda pioggia</i> : grigliatura <u>Scarico</u> a mare	(1)
Acque Meteoriche - Area cassa di colmata	<u>Trattamento</u> <i>Acque di prima pioggia</i> : impianto di trattamento (filtrazione e sedimentazione) <i>Acque di seconda pioggia</i> : grigliatura <u>Scarico</u> a mare	(1)

Nota: (1) Dipendente dall'entità dell'evento meteorico

1.E.1.2 SMALTIMENTO E STOCCAGGIO RIFIUTI

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

- rifiuti urbani: rifiuti domestici e assimilabili;
- residui provenienti dall'impianto di separazione acqua/olio;
- rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti;
- oli esausti;
- rifiuti liquidi da usi civili (circa 2,5 m³/giorno);
- rifiuti e residui provenienti dalle operazioni di manutenzione e pulizia dei serbatoi e degli impianti e apparecchiature.

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

1.E.1.3 EFFLUENTI GASSOSI

Come anticipato al Paragrafo 1.C.1.8.3 il Terminale di Monfalcone può essere considerato un sistema privo di significative emissioni in atmosfera in quanto il principale sistema di processo che comporta scambio termico è costituito da vaporizzatori ad acqua che non presentano emissioni in atmosfera, in quanto utilizzano il calore dell'acqua prelevata dalla cartiera Burgo per rigassificare il GNL.

Le emissioni in atmosfera riconducibili all'esercizio del Terminale GNL sono connesse sostanzialmente a:

- emissioni in fase di normale esercizio;
- emissioni da combustione ad opera di sorgenti non continue o di emergenza;
- traffico indotto terrestre e marino.

Tali emissioni sono descritte nelle sezioni seguenti.

Non sono infine identificabili emissioni in atmosfera connesse all'esercizio del metanodotto.

1.E.1.3.1 Emissioni in Atmosfera durante la Marcia Normale del Terminale

Durante la marcia normale non viene rilasciato all'atmosfera gas naturale, ad eccezione delle emissioni fuggitive.

Saranno presenti emissioni associate alla corrente di azoto che servirà a inertizzare i collettori di torcia di alta e bassa pressione: la portata di azoto rilasciata all'aria è stimata essere pari a circa 22 kg/ora.

1.E.1.3.2 Emissioni in Atmosfera da Sorgenti non Continue o di Emergenza

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

- emissioni per combustione da:
 - generatori diesel, uno nell'area del Terminale GNL ed uno in banchina, aventi potenza rispettivamente di circa 425 kW e circa 42 kW,
 - torcia di emergenza,
 - un motore pompa nell'area della banchina di accosto, di potenza pari a 650 kW,
- emissioni di azoto da serbatoio di accumulo;
- emissioni dirette in caso di fenomeno di rollover (basculamento) del GNL nei serbatoi;
- emissioni durante le attività di manutenzione.

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

La torcia viene usata solo in situazioni diverse dall'esercizio normale dell'impianto: si stima che la torcia possa essere sia in funzione occasionalmente per complessive 50 ore all'anno, con conseguenti emissioni limitate sintetizzate nella seguente tabella.

Tabella 78: Emissioni in Atmosfera da Torcia

Inquinante	Quantità
NOx	0,6 t/anno
COV	1,35 t/anno
CO	2,3 t/anno
CO ₂	750 t/anno
PM ₁₀	22 kg/anno

L'impianto è dotato di un sistema di accumulo di azoto liquido avente lo scopo di distribuire azoto sia per la correzione del numero di Wobbe, sia azoto per la purga delle linee di torcia e per le operazioni di manutenzione. In caso di emergenza le valvole di sicurezza o di sfioro potranno dare origine ad una emissione di azoto puro all'atmosfera pari a 20 t/ora.

Durante il funzionamento normale dell'impianto, l'azoto gassoso che si genera nel serbatoio criogenico a causa del carico termico ambientale viene utilizzato per alimentare i consumi normali dell'impianto. In caso di consumo nullo, l'azoto generato viene scaricato in atmosfera. La portata massima sarà pari a 13 Nm³/ora.

Nel caso di insorgenza del fenomeno di basculamento (rollover) di un serbatoio si verificherà la formazione di gas di boil off (BOG) che sarà scaricato direttamente all'atmosfera mediante valvole di sicurezza. I serbatoi di stoccaggio GNL sono muniti di una serie di accorgimenti tecnici e procedurali per ridurre la possibilità di tale fenomeno, quali:

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

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

1.F.1 MISURE ASSICURATIVE E DI GARANZIA PER I RISCHI DI DANNO A PERSONE, COSE, ALL'AMBIENTE

Il tipo e l'entità della copertura assicurativa che Smart Gas Monfalcone stabilirà per coprire i rischi derivanti dalla realizzazione del Terminale GNL di Monfalcone saranno conformi a quanto stabilito in merito dalla legislazione italiana e dovranno fornire una copertura finanziaria alle responsabilità assunte.

Le coperture richieste sono:

- responsabilità civile verso i dipendenti;
- danni alla proprietà e alle macchine;
- responsabilità civile verso terzi.

MDH/LCA/TP/ALS/PP/GMU:tds

RIFERIMENTI GENERALI

- American Petroleum Institute, API Publication 581, 2000, "Risk-Based Inspection Base Resource Document".
- Aeronautica Militare, Servizio Meteorologico, ENEL, "Caratteristiche Diffusive dell'Atmosfera", Aggiornamento Dati Meteo al 1991.
- Binetti R., F. Cappelletti, R. Graziani, G. Ludovisi, A. Sampaolo, 1990, "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali", Prevenzione Oggi ISPESL.
- Center for Energy Economics, CEE, 2012, "LNG Safety and Security", Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas, Austing.
- Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 31-35, 2007-02, "Costruzioni Elettriche per Atmosfere Esplosive per la Presenza di Gas. Guida all'Applicazione della Norma CEI EN 60079-10 (CEI-31-30)".
- Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 81-3, 1999, "Valori Medi del Numero dei Fulmini a Terra per Anno e per Chilometro Quadrato nei Comuni d'Italia in Ordine Alfabetico".
- Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 81-10/1-2-3-4 "Protezione Contro i Fulmini".
- Cox W., F. P. Lees, M. L. Ang, 1990, "Classification of Hazardous Location", IChemE.
- Det Norske Veritas, DNV, 2007, Phast DNV Risk Management Software, Version 6.54.
- Infocon 2004, Astra-PMX Desktop Project Manager, Volume 1.0.0.1, July 2004.
- PI-UKOOA, 2006, "Ignition Probability Review, Model Development and Look-up Correlations".
- Lees F.P., 1994, "Loss Prevention in the Process Industry", Second edition, Butterworth, Heinemann Editors.
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2013, "Inventario Nazionale degli Stabilimenti Suscettibili di Causare Incidenti Rilevanti ai Sensi dell'Art. 15, Comma 4 del Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 e s.m.i.".
- National Institute for Occupational and Health, NIOSH, 2010, "Pocket Guide to Chemical Hazards (NPG)", www.cdc.gov/niosh
- National Fire Protection Association, NFPA 12, "Standard Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems", Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts.
- National Fire Protection Association, NFPA 20, "Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection", Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts.
- National Fire Protection Association, NFPA 59A, "Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)", Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts.
- National Fire Protection Association, NFPA 2001, "Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems", Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts.
- Pitblado 2004, "Consequences of LNG Marine Incidents", CCPS Conference, June 2004.
- Sandia 2004, Hightower at al., "Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a large LNG Spill over Water", Sandia National Laboratories Report SAND2004-6258, Dicembre 2004.
- TNO, 1997, "Yellow Book – Methods for the Calculation of Physical Effects", CPR 14E, Committee for the Prevention of Disaster.

UNI EN 1473, Maggio 2007, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra", Ente Nazionale Italiano di Unificazione.

UNI 11292, "Locali Destinati ad Ospitare Gruppi di Pompaggio per Impianti Antincendio Caratteristiche Costruttive e Funzionali". Ente Nazionale Italiano di Unificazione.

RIFERIMENTI DI PROGETTO

D'Appolonia, 2014a, Doc. No 14-007-H11, "Studio di Impatto Ambientale Quadro di Riferimento Progettuale"

D'Appolonia, 2014b, Doc. No. 14-007-GEN-G-001, "Relazione Tecnica Generale".

D'Appolonia 2014c, Documento No. 14-007-H9, "Studio di Ormezzano Terminale GNL nel Porto di Monfalcone", Rev.0.

D'Appolonia, 2014d, Doc. No. 14-007-H4, "Studio Meteomarinario", Rev. 0.

D'Appolonia, 2014e, Doc. No. 14-007-H6, "Relazione di Caratterizzazione Geotecnica e Sismica", Rev.0.

D'Appolonia, 2014g, Doc. No. 14-007-H6, "Studio di Manovrabilità", Rev.0.

D'Appolonia, 2014f, Doc. No. 14-007-H18, "Studio HAZOP", Rev.0.

RIFERIMENTI LEGISLATIVI – NORMATIVI

Decreto Legislativo, D.L.vo No. 48, 14 Marzo 2014, "Modifica al Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No 334, e Successive Modificazioni, in Attuazione all'Articolo 30 della Direttiva 2012/18/UE sul Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Determinate Sostanze Pericolose"

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 106 del 3 Agosto 2009, "Disposizioni Integrative e Correttive del Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 No. 81 in Materia di Tutela della Salute e della Sicurezza nei Luoghi di Lavoro".

Decreto Ministeriale, D.M., 17 Aprile 2008, "Regola Tecnica per la Progettazione, Costruzione, Collaudo, Esercizio e Sorveglianza delle Opere e degli Impianti di Trasporto di Gas Naturale con Densità Non Superiore a 0.8".

Decreto Ministeriale, D.M., 14 Gennaio 2008, "Approvazione delle Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni".

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 81 del 9 Aprile 2008, "Attuazione dell'Articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, No. 123 in Materia di Tutela della Salute e della Sicurezza nei Luoghi di Lavoro".

Decreto del Ministero delle Infrastrutture, D.M., del 14 Gennaio 2008, "Approvazione delle Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni".

Decreto Ministeriale, D.M., 22 Ottobre 2007, "Approvazione della Regola Tecnica di Prevenzione Incendi per la Installazione di Motori a Combustione Interna Accoppiati a Macchina Generatrice Elettrica o a Macchina Operatrice a Servizio di Attività Civili, Industriali, Agricole, Artigianali, Commerciali e di Servizi".

Decreto Legislativo, D.L.vo, 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 Ministeriale, D.M., 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 Ministeriale, D.M., 9 Agosto 2000, “Linee Guida per l'Attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza”.

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 93, 25 Febbraio 2000 “Attuazione della Direttiva 97/23/CE in Materia di Attrezzature a Pressione”.

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 334, 17 Agosto 1999, “Attuazione della Direttiva 96/82/CE Relativa al Controllo dei Pericoli di Incidenti Rilevanti Connessi con Determinate Sostanze Pericolose”.

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 del Ministero dell'Ambiente, D.M., 16 Marzo 1998, “Modalità con le Quali i Fabbrianti per le Attività a Rischio di Incidente Rilevante Devono Procedere all'Informazione all'Addestramento e all'Equipaggiamento di Coloro che Lavorano in Sito”.

Decreto del Ministero dell'Interno 10 Marzo 1998, “Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell'Emergenza nei Luoghi di Lavoro”.

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.)”.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, D.P.C.M., 31 Marzo 1989, “Applicazione dell'Art. 12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, No. 175, Concernente Rischi di Incidenti Rilevanti Connessi a Determinate Attività Industriali”.

Decreto del Ministero del Lavoro, D.M.28, Luglio 1958, “Presidi Chirurgici e Farmaceutici Aziendali”.