
	PROGETTISTA  Tecnologia Ricerca Rischi	COMMESSA NQ/R21300/L01	UNITA' -
	LOCALITA' PORTO TORRES (SS) - SARDEGNA	001-XA-E-85000	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Porto Torres e Opere Connesse	Pag. 1 di 247	Rev. 0

Rif. TRR 72556




FSRU di PORTO TORRES

e

OPERE CONNESSE

RELAZIONE TECNICA RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA

AI SENSI DELL' Art. 15 del D.LGS. 26 GIUGNO 2015, n. 105

0	Emissione per enti	 A. VISIGOTI	 V. ROMANO	 G. ROMANO	AGOSTO 2024
Rev.	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato	Data



INDICE

1.	PREMESSA INTRODUTTIVA E SINTESI DEI RISULTATI OTTENUTI DALLO STUDIO DI ANALISI DEI RISCHI	12
A	DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO	27
A.1	DATI GENERALI.....	27
A.1.1	Nominativo, codice fiscale e indirizzo (sede legale) del Gestore	27
A.1.2	Denominazione e ubicazione dello Stabilimento	27
A.1.3	Responsabile della progettazione	34
A.1.4	Responsabile della stesura del Rapporto di Sicurezza.....	34
A.2	LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO	35
A.2.1	Corografia della zona.....	35
A.2.2	Posizione dello stabilimento	35
A.2.3	Piante e sezioni dell'impianto	35
B	INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO.....	37
B.1	POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI.....	37
B.1.1	Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e procedure del sistema di gestione	37
B.2	STRUTTURA ORGANIZZATIVA	37
B.2.1	Struttura organizzativa in forma grafica.....	37
B.2.2	Entità del personale di ciascun dipartimento e numero di persone normalmente presenti in ciascun reparto.....	37
B.2.3	Programmi di informazione, formazione ed addestramento per il personale ...	37
B.3	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E TECNOLOGIA DI BASE.....	38
B.3.1	Descrizione delle attività.....	38
B.3.1.1	<i>Specifica funzionale per il servizio rifornimento FSRU da nave metaniera</i>	39
B.3.1.2	<i>Modalità operative del Terminale</i>	39
B.3.1.2.1	<i>Condizione A.1 (Servizio di rigassificazione)</i>	39
B.3.1.2.2	<i>Condizione A.2 (Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera).....</i>	40
B.3.1.2.3	<i>Condizione B.1 (Servizio di rigassificazione non operativo).....</i>	40
B.3.2	Tecnologia di base.....	41
B.3.2.1	<i>Sistema scarico GNL da nave metaniera</i>	41
B.3.2.2	<i>Serbatoi di stoccaggio GNL (Cargo Tank da 1 a 4)</i>	42
B.3.2.3	<i>Sistema ricircoli GNL.....</i>	47
B.3.2.4	<i>Ricondensatore BOG (40-E-01).....</i>	48
B.3.2.5	<i>Pompe Alta Pressione.....</i>	48
B.3.2.6	<i>BOG cooler.....</i>	49
B.3.2.7	<i>Vaporizzatori GNL.....</i>	49
B.3.2.8	<i>Trim heater.....</i>	50
B.3.2.9	<i>Sistema di invio Gas Naturale da FSRU a metanodotto.....</i>	50
B.3.2.10	<i>Metanodotto onshore fino a sistema PIL</i>	50
B.3.2.11	<i>Sistema di gestione BOG.....</i>	51
B.3.2.12	<i>Reti di servizio</i>	52
B.3.2.12.1	<i>Aria compressa</i>	52
B.3.2.12.2	<i>Azoto.....</i>	53
B.3.2.12.3	<i>Anidride carbonica</i>	53
B.3.2.12.4	<i>Sistema Acqua Mare</i>	53
B.3.2.12.5	<i>Acqua Dolce e Demineralizzata.....</i>	54
B.3.2.12.6	<i>Sistema Acque Reflue e Gestione delle Acque Oleose.....</i>	54
B.3.2.12.7	<i>Stoccaggio e circuito carburanti.....</i>	55
B.3.2.13	<i>Sistema di ormeggio</i>	55
B.3.3	Schema a blocchi e schema di processo.....	55
B.3.4	Capacità produttiva.....	57
B.3.5	Informazioni relative alle sostanze pericolose	58
B.3.5.1	<i>Classificazione delle sostanze.....</i>	58





	B.3.5.2	Fasi dell'attività in cui le sostanze intervengono o possono intervenire.....	61
	B.3.5.3	Quantità effettiva massima prevista	61
	B.3.5.4	Comportamento chimico-fisico nelle condizioni normali di utilizzazione durante il processo	65
	B.3.5.5	Sostanze originabili da possibili anomalie di esercizio	65
	B.3.5.6	Incompatibilità delle sostanze.....	65
C		SICUREZZA DELLO STABILIMENTO.....	66
C.1		ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE.....	66
	C.1.1	Problemi noti di salute e sicurezza dell'impianto.....	66
	C.1.2	Esperienza storica relativa a incidenti	70
	C.1.2.1	Analisi storica esterna da banca dati FACTS.....	71
	C.1.2.2	Analisi storica esterna da banca dati eMARS.....	81
	C.1.2.3	Conclusioni da Analisi storica esterna	84
	C.1.2.4	Misure adottate a fronte dei principali eventi da analisi storica degli incidenti.....	86
C.2		REAZIONI INCONTROLLATE	87
	C.2.1	Reazioni fortemente esotermiche e/o difficili da controllare	87
C.3		EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI.....	87
	C.3.1	Condizioni meteorologiche prevalenti	87
	C.3.2	Cronologia degli eventi geofisici, meteo marini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici.....	88
	C.3.2.1	Terremoti	88
	C.3.2.2	Rischio idrogeologico.....	90
	C.3.2.3	Maree, moto ondoso e correnti.....	92
	C.3.2.4	Tsunami	95
	C.3.2.5	Trombe d'aria e tornado.....	99
	C.3.2.6	Perturbazioni Cerauniche.....	100
C.4		ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI.....	101
	C.4.0	Individuazione delle Unità Critiche dello Stabilimento	101
	C.4.0.1	Elenco delle unità e criteri seguiti per il calcolo degli hold-up.....	102
	C.4.0.2	Sintesi dei risultati ottenuti	104
	C.4.1	Individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze.....	107
	C.4.1.1	Criteri e metodologie utilizzati per l'individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze	107
	C.4.1.1.1	Tecniche utilizzate per l'individuazione delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici)	107
	C.4.1.1.2	Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici).....	109
	C.4.1.1.3	Criteri per l'individuazione della classe di probabilità delle ipotesi e degli eventi incidentali.....	115
	C.4.1.2	Ipotesi incidentali	117
	C.4.1.2.1	Ipotesi incidentali ricavate da Analisi Operativa	120
	C.4.1.2.2	Ipotesi incidentali da Analisi Statistico Storica	133
	C.4.1.2.3	Individuazione degli eventi finali (TOP EVENTS).....	150
	C.4.1.2.4	Approfondimento su sistemi di sicurezza ERS	155
	C.4.1.2.5	Nota sui fenomeni di Sloshing.....	158
	C.4.1.2.6	Ubicazione dei punti critici degli impianti.....	158
	C.4.1.2.7	Identificazione e analisi degli eventi NATECH.....	159
	C.4.2	Stima delle conseguenze degli scenari incidentali	159
	C.4.2.1	Criteri adottati per la valutazione degli scenari incidentali	159
	C.4.2.1.1	Geometria dei rilasci – termini sorgente	160
	C.4.2.1.2	Tempi di intervento e durate dei rilasci	161
	C.4.2.1.3	Condizioni meteorologiche	164
	C.4.2.1.4	Valutazione degli scenari di UVCE	164
	C.4.2.1.5	Modelli di calcolo.....	165
	C.4.2.2	Scenari incidentali.....	165
	C.4.3	Mappe di danno	174





C.4.4	Scenari con potenziali effetti sull'ambiente	175
	C.4.4.1 Descrizione dell'ambiente circostante lo stabilimento	175
	C.4.4.2 Valutazione delle conseguenze ambientali degli scenari incidentali	179
C.4.5	Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità delle reti di servizio	181
C.5	SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO	183
C.5.1	Sintesi degli eventi incidentali	183
C.5.2	Elementi utili per la pianificazione del territorio	183
C.6	DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI	197
C.6.1	Descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti..	197
	C.6.1.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico.....	197
	C.6.1.2 Precauzioni dal punto di vista gestionale.....	197
	C.6.1.3 Ispezioni e manutenzione programmata	197
	C.6.1.4 Obiettivi di sicurezza e valutazione costante delle prestazioni	197
	C.6.1.5 Valutazione periodica e sistematica della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e del Sistema di Gestione della Sicurezza	198
C.6.2	Accorgimenti previsti per prevenire i rischi dovuti ad errore umano in aree critiche.....	198
C.6.3	Sicurezza degli impianti nelle diverse condizioni di esercizio	198
C.7	CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI.....	198
C.7.1	Precauzioni e coefficienti di sicurezza adottati nella progettazione delle strutture	199
	C.7.1.1 Banchina.....	199
	C.7.1.2 FSRU	201
C.7.2	Norme e criteri di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo, degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche	202
	C.7.2.1 Banchina.....	202
	C.7.2.1.1 Alimentazione e Distribuzione elettrica	202
	C.7.2.1.2 Sistema di controllo di processo	202
	C.7.2.1.3 Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche in banchina	205
	C.7.2.1.4 Impianti di illuminazione.....	205
	C.7.2.2 FSRU	206
	C.7.2.2.1 Alimentazione e Distribuzione elettrica	206
	C.7.2.2.2 Sistema di controllo di processo – Integrated Automation System (IAS) ..	206
	C.7.2.2.3 Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche	207
	C.7.2.2.4 Impianti di illuminazione.....	207
C.7.3	Norme e criteri di progettazione dei recipienti e apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni, dei dispositivi di scarico della pressione e dei sistemi di convogliamento ed eventuale abbattimento	208
	C.7.3.1 Banchina.....	208
	C.7.3.2 FSRU	208
C.7.4	Torçe e scarichi d'emergenza all'atmosfera di prodotti tossici e/o infiammabili	209
	C.7.4.1 Descrizione dei sistemi di sfiato della FSRU e in banchina.....	209
	C.7.4.2 Sfiato banchina	209
	C.7.4.3 Sfiati FSRU	210
	C.7.4.3.1 PSV serbatoi GNL.....	211
	C.7.4.3.2 Vent principale della sezione di rigassificazione.....	211
C.7.5	Modalità e periodicità di controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza, dei sistemi di blocco e di tutti i componenti critici per la sicurezza	211
C.7.6	Criteri di protezione dei contenitori di sostanze pericolose nei confronti della corrosione esterna.....	211
C.7.7	Ubicazione delle zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive.....	212
C.7.8	Rivestimenti interni, sovrassessori di corrosione e ispezioni.	212





C.7.9	Procedure di controllo delle apparecchiature critiche.....	212
C.7.10	Sistemi di blocco di sicurezza.....	213
C.7.10.1	<i>Banchina</i>	213
C.7.10.1.1	<i>Filosofia e architettura del sistema di emergenza e controllo della sicurezza</i> 213	
C.7.10.1.2	<i>FSRU</i>	223
C.7.11	Luoghi con pericolo di formazione e persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e/o tossiche e misure adottate	225
C.7.11.1	<i>Banchina</i>	225
C.7.11.2	<i>FSRU</i>	225
C.7.12	Precauzioni a fronte del danneggiamento di serbatoi, condotte e apparecchiature contenenti sostanze tossiche o infiammabili per impatti meccanici o urti con mezzi mobili.....	225
C.8	SISTEMI DI RILEVAMENTO	226
C.8.1	Descrizione e posizione dei rilevatori	226
C.8.1.1	<i>Banchina</i>	226
C.8.1.1.1	<i>Requisiti generali</i>	226
C.8.1.1.2	<i>Tipo di rilevatori</i>	227
C.8.1.2	<i>FSRU</i>	227
C.8.1.2.1	<i>Requisiti generali</i>	227
C.8.1.2.2	<i>Tipo di rilevatori</i>	228
C.8.1.2.3	<i>Sistemi di rilevazione gas nelle intercapedini dei serbatoi della nave FSRU</i> 228	
D	SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI	230
D.1	SOSTANZE EMESSE.....	230
D.1.1	Sostanze emesse in condizioni anomale di funzionamento e in caso di incidente e quasi incidente.....	230
D.2	EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE	231
D.2.1	Criteri adottati per l'individuazione degli Effetti Domino	231
D.2.2	Effetti degli incidenti indotti	232
D.2.3	Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, il danneggiamento di strutture, serbatoi, apparecchiature e condotte contenenti sostanze infiammabili e/o tossiche.	233
D.3	SISTEMI DI CONTENIMENTO	234
D.3.1	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di sostanze infiammabili	234
D.3.2	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di liquidi tossici o pericolosi per l'ambiente	234
D.3.3	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas o vapori tossici	235
D.4	CONTROLLO OPERATIVO.....	236
D.4.1	Controllo operativo del processo	236
D.4.2	Struttura e indice dei manuali operativi	236
D.5	SEGNALETICA DI EMERGENZA.....	236
D.5.1	Criteri e sistemi per identificare e segnalare le fonti di pericolo	236
D.6	FONTI DI RISCHIO MOBILI.....	237
D.6.1	Descrizione delle fonti di rischio mobili	237
D.6.2	Precauzioni adottate per prevenire il rischio associato alle fonti di rischio mobile.....	238
D.7	RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI.....	239
D.7.1	Dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure.....	239
D.8	MISURE CONTRO L'INCENDIO.....	239





D.8.1	Impianti, attrezzature e organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi	239
	<i>D.8.1.1 Banchina</i>	239
	<i>D.8.1.2 FSRU</i>	241
D.8.2	Sistema di drenaggio	242
D.8.3	Fonti di approvvigionamento dell'acqua antincendio	242
D.8.4	Autorizzazioni concernenti la prevenzione incendi	242
D.9	SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI	243
D.9.1	Dislocazione di sale controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali	243
D.9.2	Mezzi di comunicazione all'interno dello stabilimento e con l'esterno.....	244
D.9.3	Ubicazione dei servizi di emergenza e dei presidi sanitari previsti	244
D.9.4	Programma di addestramento per le emergenze	244
D.9.5	Piano di Emergenza Interna e informazioni per il Piano di Emergenza Esterna	244
D.9.6	Responsabili attuazione dei piani di emergenza.....	244
E	IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI	245
E.1	TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI	245
E.1.1	Impianti di trattamento e depurazione dei reflui	245
	<i>E.1.1.1 Emissioni in atmosfera</i>	245
	<i>E.1.1.2 Emissioni in acqua</i>	245
	<i>E.1.1.2.1 Sistema Acque Reflue</i>	245
	<i>E.1.1.2.2 Gestione delle Acque Oleose</i>	245
	<i>E.1.1.2.3 Acqua mare</i>	246
	<i>E.1.1.2.4 Banchina</i>	246
E.1.2	Planimetria della rete fognaria	246
E.2	GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI	247
E.2.1	Adempimenti per la gestione dei rifiuti.....	247
F	CERTIFICAZIONI E MISURE ASSICURATIVE	247
F.1.1	Copia delle certificazioni e autorizzazioni	247
F.1.2	Polizze assicurative e di garanzia per i rischi di danni a persone, a cose e all'ambiente.....	247





INDICE DEGLI ALLEGATI I

ALLEGATO I.2	SCHEDE DI SICUREZZA
ALLEGATO I.4	QUANTITÀ MASSIME DELLE SOSTANZE PERICOLOSE
ALLEGATO I.5	TABELLA RIEPILOGATIVA DELLE RISULTANZE DELLE ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI
ALLEGATO I.9	PLANIMETRIA ATTIVITÀ SOGGETTE AL CONTROLLO DEL CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO AI SENSI DEL D.P.R. 151/2011
ALLEGATO I.11	DOCUMENTAZIONE, DI CUI ALL'ALLEGATO I DEL DECRETO DEL MINISTERO DELL'INTERNO DEL 7 AGOSTO 2012, RELATIVA ALLE ATTIVITÀ SOGGETTE AL CONTROLLO DEL CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO DI CUI ALL'ALLEGATO I. 9, CHE SONO OGGETTO DELL'ANALISI DEL RISCHIO





INDICE DEGLI ALLEGATI

ALLEGATO A.1.2-1	PLANIMETRIA DEI CONFINI DELLO STABILIMENTO - PLANIMETRIA CONTORNI UNITÀ LOGICHE INTERNE
ALLEGATO A.1.3-1	REFERENZE DEI RESPONSABILI DELLA PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI
ALLEGATO A.1.4-1	CURRICULUM VITAE DEL RESPONSABILE DELLA STESURA DEL RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA
ALLEGATO A.2.1-1	COROGRAFIA DELLA ZONA IN SCALA A 1:10.000, O COMUNQUE NON INFERIORE A 1:25.000, SULLA QUALE SIA EVIDENZIATO IL PERIMETRO DEL TERMINALE (GEOREFERENZIATA)
ALLEGATO A.2.2-1	POSIZIONE DEL TERMINALE SU MAPPA - IN SCALA NON INFERIORE A 1:5.000 CON RIPORTATA LA POSIZIONE DEL TERMINALE CON UNA DISTANZA MINIMA DI 500 M DAI CONFINI DELL'ATTIVITÀ (GEOREFERENZIATA)
ALLEGATO A.2.3-1	PLANIMETRIA GENERALE NON INFERIORE A 1:500, CON L'INDICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DEI DEPOSITI IN CUI SONO PRESENTI LE SOSTANZE PERICOLOSE E DELLE PARTI CRITICHE (GEOREFERENZIATA), E RELATIVE SEZIONI
ALLEGATO B.3.2-1	NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO PER LA PROGETTAZIONE DELLA BANCHINA DEL TERMINALE
ALLEGATO B.3.3-1	SCHEMA A BLOCCHI
ALLEGATO B.3.3-2	SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO (PFD) E BILANCI DI MATERIA E ENERGIA
ALLEGATO C.1.2-1	MISURE ADOTTATE A FRONTE DEI PRINCIPALI EVENTI DA ANALISI STORICA DEGLI INCIDENTI
ALLEGATO C.3.1-1	DATI METEREOROLOGICI 2019-2023 - AGGIORNATI PREVALENTI PER LA ZONA CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLA VELOCITÀ E ALLA DIREZIONE DEI VENTI E ALLE CONDIZIONI DI STABILITÀ ATMOSFERICA
ALLEGATO C.3.2-1	CLASSIFICAZIONE SISMICA
ALLEGATO C.3.2-2	MAPPE RISCHIO IDROGEOLOGICO E DATI FULMINAZIONE
ALLEGATO C.4.0-1	ANALISI PRELIMINARE PER L'INDIVIDUAZIONE DELLE AREE CRITICHE (METODO AD INDICI)
ALLEGATO C.4.1-1	ANALISI HAZOP
ALLEGATO C.4.1-2	ALBERI DI GUASTO
ALLEGATO C.4.1-3	ALBERI DEGLI EVENTI
ALLEGATO C.4.2-1	ELABORATI DI CALCOLO
ALLEGATO C.4.3-1	RAPPRESENTAZIONE CARTOGRAFICA IN SCALA ADEGUATA DELLE AREE DI DANNO INTERNE ED ESTERNE AL TERMINALE O DEL LORO INVILUPPO (GEOREFERENZIATA)
ALLEGATO C.5.2-1	MAPPA ELEMENTI UTILI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO - ELEMENTI PER LA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE AI SENSI DEL DM 09/05/2001)
ALLEGATO C.7.1-1	PLANIMETRIA DI BANCHINA CON PROTEZIONI PASSIVE INCENDI
ALLEGATO C.7.4-1	POSIZIONE SULLA PLANIMETRIA DELLE TORCE E DEGLI SCARICHI D'EMERGENZA ALL'ATMOSFERA DI PRODOTTI TOSSICI E/O INFIAMMABILI
ALLEGATO C.8.1-1	PLANIMETRIA RILEVAZIONE GAS E INCENDIO (FUMO, CALORE,

SNAM RETE GAS – Terminale FSRU di Porto Torres

Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi dell'Art. 16 D.Lgs. 105/15

001-XA-E-85000_72556_SNAM FSRU Porto Torres RdSp-02.docx - **Pag. 8 di 247**





	ECT)
ALLEGATO D.2.2-1	ANALISI DEGLI INCIDENTI INDOTTI
ALLEGATO D.6.1-1	PLANIMETRIA DELLE AREE LOGISTICHE E DELLA VIABILITÀ DI COLLEGAMENTO
ALLEGATO D.6.1-2	REPORT CETENA “SIMULAZIONI DI MANOVRA PER IL PORTO DI PORTO TORRES”
ALLEGATO D.8.1-1	PLANIMETRIE ANTINCENDIO (MONITORI, IDRANTI, VERSATORI SCHIUMA, ETC.) (GEOREFERENZIATA)
ALLEGATO D.8.1-2	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO ANTINCENDIO DI BANCHINA
ALLEGATO D.8.2-1	PLANIMETRIA DRENAGGIO ACQUE FSRU
ALLEGATO D.9.3-1	PLANIMETRIA CON RIPORTATA L’UBICAZIONE SERVIZI DI EMERGENZA ED EVENTUALI PRESIDII SANITARI
ALLEGATO E.1.2-1	PLANIMETRIA PUNTI DI PRELIEVO E SCARICO IDRICO DEL TERMINALE (GEOREFERENZIATA)





ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

ARP	Average Return Period
BDV	Blow Down Valve
BOG	Boil-Off Gas
CAT-INGV	Centro Allerta Tsunami dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
CCTV	Closed Circuit TeleVision
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CNVVF	Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco
CTR	Comitato Tecnico Regionale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
D.P.C.M.	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
DCS	Distributed Control System
DWT	Deadweight Tonnage (Tonnellaggio di Portata Lorda)
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shut Down
F&G	Fire and Gas
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
GN	Gas Naturale
GNL / LNG	Gas Naturale Liquefatto / Liquefied Natural Gas
HIPPS	High Integrity Pressure Protection System
HMI	Human-Machine Interface (Interfaccia Uomo-Macchina)
HP	High Pressure (Alta Pressione)
IDLH	Immediately Dangerous to Life and Health
IEC	International Electrotechnical Commission
LFL	Lower Flammable Limit (Limite Inferiore di Infiammabilità)
LP	Low Pressure (Bassa Pressione)
LSD	Local Shut Down
MIH	Maximum Inundation Height
MITE	Ministero della Transizione Ecologica
NAVI METANIERE	Navi metaniere che trasportano/prelevano GNL al/dal Terminale
NFPA	National Fire Protection Association
NIOSH	National Institute for Occupational Safety and Health
NOF	Nulla Osta di Fattibilità
NTC	Norme Tecniche per le Costruzioni
OPERE CONNESSE	Metanodotto di collegamento tra terminale e Rete Nazionale Gasdotti
PAI	Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico
PCS	Potere Calorifico Superiore
PCV	Pressure Control Valve (Valvola di Regolazione della Pressione)
PERC	Powered Emergency Release Coupling
PFD	Process Flow Diagram (Schema di Processo)
PIL	Punto di Intercetto Linea
PLC	Programmable Logic Controller
POI	Point Of Interest
PROPONENTE	Snam Rete Gas
PSD	Process Shut Down
PSV	Pressure Safety Valve





PTHA	Probabilistic Tsunami Hazard Assessment
RMN	Rete Mareografica Nazionale
RPT	Rapid Phase Transition
s.l.m.	Sul Livello Medio
SDV	Shut Down Valve
SHIP-TO-SHIP	Configurazione di ormeggio delle navi metaniere sul fianco della FSRU, per permettere le operazioni di scarico/carico di GNL.
STS	
SIAM	Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti
SIL	Safety Integrity Level
SITO	Porto Torres, provincia di Livorno.
STABILIMENTO	Il Terminale di Porto Torres
TERMINALE	L'insieme costituiti da nave FSRU e opere in banchina, fino al sistema PIL (escluso)
TLV-TWA	Threshold Limit Value - Time Weighted Average
TPIDL	TECHNIP Italy Direzione Lavori S.p.A.
TSO	Transport System Operator (Gestore del Sistema di Trasporto Gas)
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione
UPS	Uninterruptible Power Supply
UVCE	Unconfined Vapour Cloud Explosion
VVF	Vigili del Fuoco





1. **PREMESSA INTRODUTTIVA E SINTESI DEI RISULTATI OTTENUTI DALLO STUDIO DI ANALISI DEI RISCHI**

Premessa generale

La società Snam rete Gas (“SRG”), società soggetta all’attivazione di direzione e coordinamento di Snam S.p.A (“Snam”), una delle principali società di infrastrutture energetiche e principale TSO (Transport System Operator – gestore del sistema di trasporto gas) in ambito europeo, intende allestire all’interno del porto industriale di Porto Torres un terminale di rigassificazione su un mezzo navale permanente ormeggiato (“Terminale”) per consentire lo stoccaggio e la vaporizzazione di gas naturale liquefatto (GNL) per il suo trasferimento nella rete di trasporto di gas naturale a terra che sarà realizzata da Enura S.p.A., società soggetta anch’essa all’attività di direzione e coordinamento di Snam;

In particolare, il Terminale sarà costituito da una unità navale di stoccaggio e rigassificazione flottante (Floating Storage Regasification Unit o “FSRU”) con una capacità di stoccaggio di circa 140.000 m³ di GNL e una capacità di rigassificazione nominale di circa 340.000 Sm³/h. La FSRU sarà permanentemente ormeggiata ad una nuova banchina, da realizzarsi all’interno del porto industriale di Porto Torres (SS). La presente soluzione progettuale è stata elaborata da Snam a seguito degli approfondimenti progettuali scaturiti a valle del parere CTR Prot. dipvvf.DIR-SAR.REGISTRO UFFICIALE.U.0029433 del 22.12.2022 e la successiva archiviazione della prima istanza NOF (Rif. nota CTR Prot. dipvvf.DIR-SAR.REGISTRO UFFICIALE.U.0008088 del 22.05.2023).

Il progetto resta sempre parte integrante del più ampio progetto di “Collegamento Virtuale” (o “Virtual Pipeline”) per l’approvvigionamento di gas naturale alla Sardegna, che Snam, in qualità di principale operatore di trasporto di gas naturale sul territorio nazionale, intende realizzare, anche attraverso le sue controllate e partecipate come Snam Rete Gas ed Enura, in coerenza a quanto disciplinato dall’art. 2 comma 4 e comma 5 del Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 29 marzo 2022, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale numero 125 del 30 maggio 2022, avente ad oggetto “Individuazione delle opere e delle infrastrutture necessarie al phase out dell’utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell’Isola” (c.d. DPCM Sardegna”).

Come indicato nell’art. 1 comma 1 del suddetto DPCM Sardegna, il progetto Virtual Pipeline si inserisce nell’ambito delle iniziative mirate a sostenere il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, la decarbonizzazione dei settori industriali, la transizione energetica delle attività produttive e il phase-out del carbone garantendo sia l’approvvigionamento di energia all’Isola a prezzi in linea con quelli del resto d’Italia che, assicurando l’attuazione degli obiettivi del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il clima).





Il progetto Virtual Pipeline include lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e di rigassificazione di GNL necessarie a garantire la fornitura di gas naturale in Sardegna mediante l'utilizzo di navi spola (c.d. "shuttle carrier") tra i terminali di rigassificazione italiani regolati ed i futuri terminali di rigassificazione da realizzare in Sardegna. Lo spostamento di volumi fisici di GNL mediante navi spola sarà effettuato con modalità equiparate, anche ai fini tariffari, a quelle del trasporto di gas, che comunemente avviene attraverso un qualsiasi metanodotto del sistema nazionale di trasporto. In tale contesto, gli shipper operanti nel sistema di trasporto gas nazionale potranno rendere disponibili volumi di gas in un qualsiasi punto di ingresso del sistema o al c.d. Punto di Scambio Virtuale (PSV), richiedendone a Snam Rete Gas la riconsegna in un punto di uscita in Sardegna. In questo modo, volumi di GNL immessi nel sistema presso i terminali di stoccaggio in continente, potranno essere intercambiabili, attraverso opportuni meccanismi di "swap", con equivalenti volumi di gas per i quali sia stata richiesta una riconsegna in Sardegna.

La disponibilità di gas naturale in Sardegna consentirà di avviare il processo di conversione a gas naturale di utenze civili e industriali, oggi ancora approvvigionate principalmente a carbone, olio combustibile, gasolio, GPL o aria propanata, con riduzione degli effetti sull'ambiente, dato che il gas naturale è un combustibile con basse emissioni inquinanti (annullamento sia di particolato (PM10) che di ossidi di zolfo (SOx), ed una considerevole riduzione degli ossidi di azoto (NOx) e, a titolo di esempio, circa -15% di CO2 rispetto al gasolio).

Il Terminale di rigassificazione di Porto Torres (art. 2 comma 4, del DPCM Sardegna) sarà il principale punto di approvvigionamento di gas naturale dei bacini di consumo della Città Metropolitana di Sassari nonché del segmento industriale, ed eventualmente termoelettrico, del Nord dell'Isola.



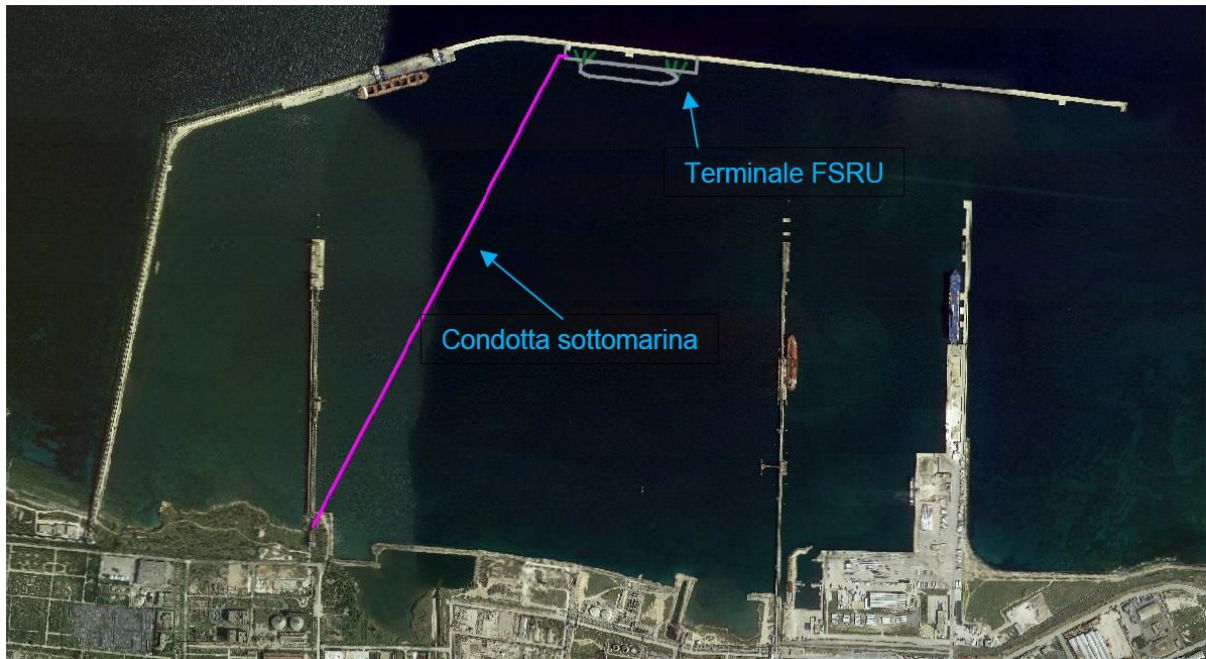


Figura 1 – Vista generale dell'area di intervento

Il terminale sarà costituito da un'unità navale di stoccaggio e rigassificazione flottante (FSRU) con una capacità di stoccaggio di circa 140.000 m³ ed una capacità di rigassificazione massima di GNL (send out) di 340.000 Sm³/h equivalente ad una capacità di rigassificazione annuale di circa 3 miliardi di standard metri cubi di gas naturale.

La FSRU sarà ormeggiata a lungo termine (25 anni) ad una nuova struttura di accosto costituita da un set di cassoni autoaffondanti uniti da degli impalcati connessi a loro volta alla diga foranea esistente.

L'FSRU sarà rifornita ad intervalli regolari (5/7 giorni) da metaniere di taglia variabile.

La qualità del gas liquido gestito dalla FSRU dipenderà dalle fonti di approvvigionamento internazionali, pertanto il gas vaporizzato andrà analizzato ed eventualmente corretto per portarlo alle condizioni di trasporto richieste dalla Rete Nazionale.

La FSRU sarà ormeggiata in corrispondenza della diga foranea del porto industriale di Porto Torres.

Il Rapporto di Sicurezza preliminare (nel seguito RdSp) ed i suoi allegati sono parte integrante dell'istanza autorizzativa del Progetto FSRU Porto Torres sottomessa ai sensi del comma 5 dell'art. 5 del D.Lgs. n.50 del 17/5/2022.





Il Progetto FSRU Porto Torres include le seguenti opere:

Terminale FSRU Porto Torres.

Costituito da:

- n.1 FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) avente una capacità nominale di stoccaggio pari a circa 140.000 m³, una portata massima di rigassificazione di circa 340.000 Sm³/h e dimensioni pari a circa 292,5 m (lunghezza) x 43,4 m (larghezza).
- una nuova banchina a cassoni collegata alla diga foranea, attrezzata con impianti e facilities:
 - il sistema di scarico del gas vaporizzato dalla FSRU composto da n. 2 bracci di scarico ad alta pressione (75 barg);
 - il sistema di ormeggio della FSRU, costituito da funi collegate a ganci a scocco installati in banchina;
 - l'impianto di alimentazione elettrica e controllo relativo agli impianti in banchina con relativo generatore elettrico d'emergenza;
 - l'impianto antincendio;
 - il collegamento tra il sistema di scarico del gas dalla FSRU e il Punto di Intercetto Linea (PIL 1). Il giunto dielettrico, subito a monte del PIL, identifica il punto di ingresso nella rete di trasporto del gas naturale a terra;
- cavo telecomunicazioni per collegamento con il dispacciamento a terra di SNAM Rete Gas (SRG).

Opere Connesse

Costituite da:

- Punto di Intercetto Linea (PIL) ubicato sulla nuova banchina a cassoni;
- tratto condotta sottomarina DN500 (20"), DP 85bar di collegamento tra il sistema di scarico di gas dalla FSRU e il punto di interfaccia con il tratto a terra della condotta. La condotta proseguirà a terra fino al Punto d'Intercetto Linea (PD2), che identifica il punto di ingresso nella rete di trasporto del gas naturale a terra (Rete Energetica tratto nord, si veda la Figura 2), che non è oggetto del presente documento.





Figura 2 – Rete energetica Sardegna tratto Nord

In Figura 3 è mostrata l'area di intervento, in cui è visibile l'area portuale di Porto Torres, mentre nella Figura 4 il tracciato del metanodotto sottomarino alimentato dal Terminale.





Figura 3 - Inquadramento Generale dell'Area di Intervento

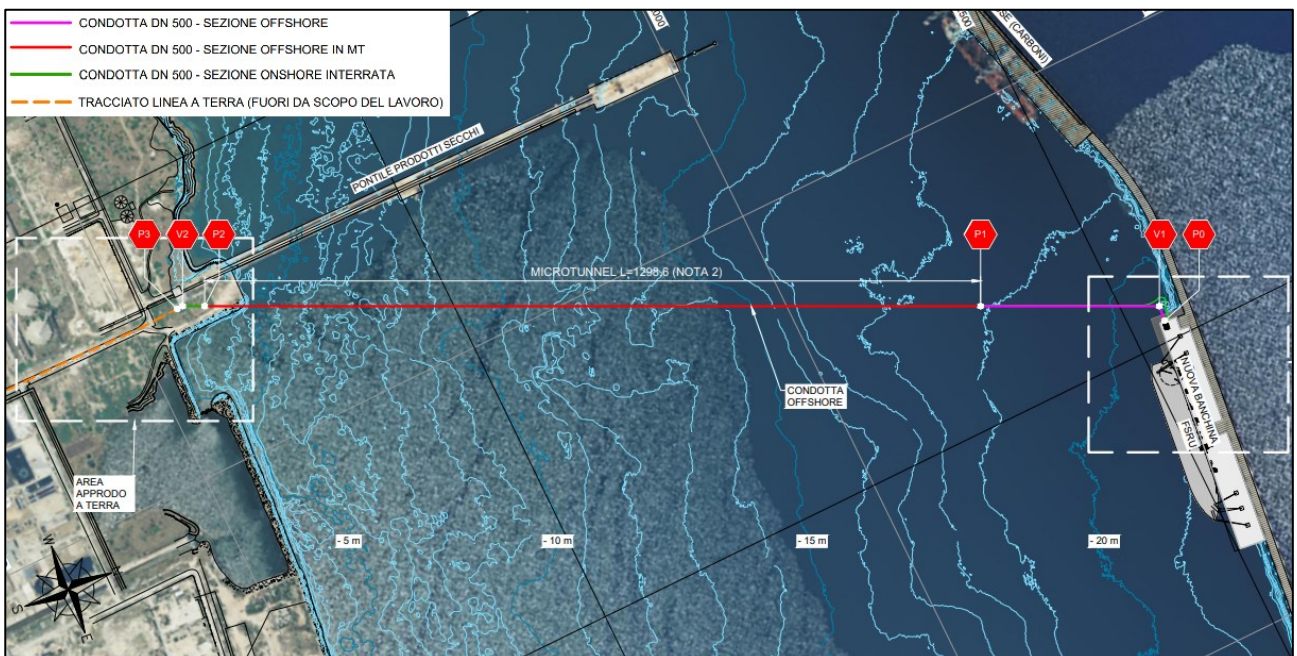


Figura 4 – Tracciato metanodotto sottomarino “sealine” alimentato dal Terminale di Porto Torres





Inquadramento autorizzativo del presente documento

Il Terminale di Porto Torres rientrerà tra le attività industriali a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.Lgs. 105/15 “Attuazione della Direttiva 2012/18/UE Relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose”, pubblicato il 26 Giugno 2015 sulla Gazzetta Ufficiale (Supplemento Ordinario No. 38 della G.U. No. 161 del 14 Luglio 2015).

In particolare, il Terminale in esame si configura come equivalente a “*Stabilimento di Soglia Superiore*”, essendo presenti sostanze pericolose “*in quantità pari o superiori alle quantità elencate nella colonna 3 della parte 1 o nella colonna 3 della parte 2 dell’allegato 1*” e in particolare Gas Naturale per circa 70.000 t e quindi in quantità superiore alla soglia per gli Stabilimenti di Soglia Superiore (200 t).

In particolare, per i nuovi stabilimenti, l’art. 16 “Nuovi stabilimenti: rapporti di sicurezza” del D.Lgs. 105/15 prevede il seguente iter autorizzativo:

1. Chiunque intende realizzare un nuovo stabilimento di soglia superiore, prima di dare inizio alla costruzione degli impianti, oltre a tutte le autorizzazioni previste dalla legislazione vigente, deve ottenere il Nulla Osta di Fattibilità di cui all’articolo 17, comma 2; a tal fine, presenta al Comitato Tecnico Regionale (CTR), di cui all’articolo 10, un rapporto preliminare di sicurezza redatto secondo i criteri di cui all’allegato C. Il permesso di costruire non può essere rilasciato in mancanza del nulla osta di fattibilità.
2. Prima di dare inizio all’attività, il gestore deve ottenere il Parere Tecnico Conclusivo di cui all’articolo 17, comma 2; a tal fine il gestore presenta al CTR il rapporto di sicurezza di cui all’articolo 15, nella versione definitiva.

Il progetto di allacciamento alla rete di trasporto, in quanto soggetto alle disposizioni del D.P.R. 151/2011 e s.m.i., sarà presentato al Comando competente con istanza di “Valutazione Progetto” ai sensi dell’Art. 3 del D.P.R. 151/2011.





I limiti di batteria ai fini autorizzativi, ed in particolare ai sensi del D. Lgs. 105/15 e D.P.R. 151/2011 sono schematizzati nella Figura successiva.

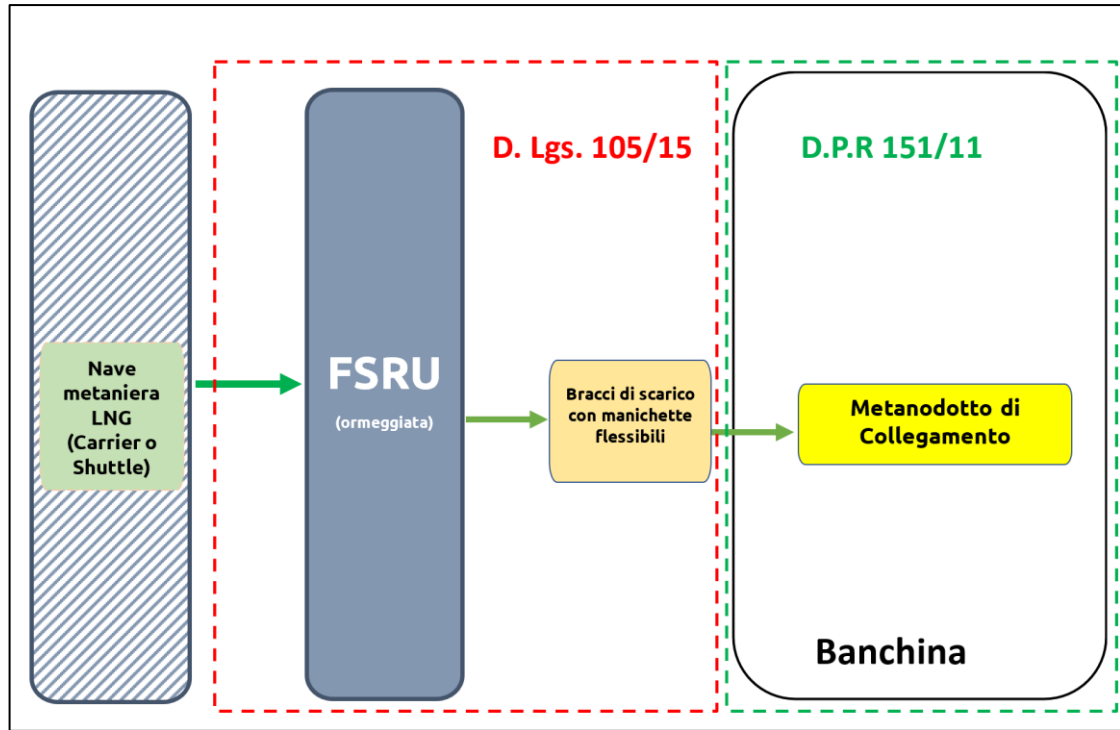


Figura 5 - Limiti di batteria autorizzativi

In particolare, i limiti di batteria per il D. Lgs. 26 giugno 2015, n. 105 sono costituiti dalle manichette flessibili lato nave metaniera e dai bracci di scarico lato banchina.

Le infrastrutture di banchina, a partire dai bracci di scarico, sono invece soggette alle disposizioni del D.P.R. 151/2011 e s.m.i.

Il presente documento costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza relativamente al progetto del Terminale di Porto Torres, elaborato secondo l'indice e i contenuti richiesti dall'Allegato C, Parte 2 del D.Lgs. 105/15. Il Rapporto è stato sviluppato sulla base della documentazione messa a disposizione dal Proponente dell'opera.

L'analisi di rischio ha considerato sia la FSRU nei limiti di batteria sopra descritti ed ha inoltre valutato le interferenze con le infrastrutture presenti in banchina. Si riporta nel seguito una sintesi dei risultati ottenuti.





Per lo sviluppo dell'analisi di rischio, rispetto al Rapporto preliminare di Sicurezza in cui erano state definite 3 macroaree:

- I. “Riempimento FSRU”
- II. “FSRU in rigassificazione”
- III. “Invio GN a metanodotto”
- IV. “Trasferimento carburanti liquidi”

La macroarea I “Riempimento FSRU” comprende le apparecchiature collegate alla fase di riempimento dei serbatoi di GNL della nave e considera la presenza della nave metaniera affiancata in modalità STS alla FSRU; in particolare in questa macro area rientrano:

- le manichette flessibili di trasferimento GNL da nave metaniera a FSRU;
- i compressori “Heavy Duty” HD di ritorno BOG a nave metaniera;
- il collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle suddette manichette;
- le linee di caricamento serbatoi FSRU;
- le linee di mandata pompe LNG Feed e il collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera;
- le linee di ricircolo GNL dei serbatoi della FSRU.

La macroarea II “FSRU in rigassificazione” è stata utilizzata per caratterizzare la fase di funzionamento della nave FSRU in rigassificazione ed invio del Gas Naturale onshore. Essa comprende:

- le linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU;
- le linee di mandata pompe ad alta pressione;
- il compressore “Low Duty” LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU.

La macroarea III “Invio GN a metanodotto” include le principali installazioni presente in banchina ovvero:

- i bracci di carico ad alta pressione, per lo scarico di Gas Naturale da FSRU a metanodotto onshore;
- il metanodotto onshore fino a sistema di intercettazione PIL, che costituisce il punto finale del Terminale.





La macroarea IV “Trasferimento carburanti liquidi” caratterizza le operazioni di riempimento dei serbatoi di carburanti liquidi della FSRU. Tale macroarea è costituita da:

- le manichette di riempimento di gasolio, unico carburante liquido che sarà effettivamente presente presso lo stabilimento (sebbene siano presenti facilities per lo stoccaggio e l'utilizzo di altri carburanti liquidi).

Riguardo gli scenari di rischio analizzati, si evidenzia che il numero massimo di trasferimenti Ship To Ship presso il terminale è pari a 94 operazioni/anno, di cui al momento si considerano:

- 46 operazioni di scarica da metaniere con volume dei serbatoi di GNL da 7.500 m³;
- 46 operazioni di scarica da metaniere con volume dei serbatoi di GNL da 30.000 m³;
- 2 operazioni di scarica da metaniere con volume dei serbatoi di GNL da 130.000 m³.

La metodologia impiegata per l'analisi di rischio dello stabilimento ha previsto innanzitutto l'applicazione dell'analisi preliminare per l'individuazione delle unità critiche dello stabilimento, effettuata secondo quanto previsto dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II.

In Figura 6 sono mostrati i confini delle unità logiche considerate. Dai valori dell'indice di rischio generale compensato, a conferma degli elevati livelli di protezione e sicurezza previsti nel Terminale, si può dedurre che delle unità esaminate:

- nessuna ricade nelle tre categorie di rischio più elevato (molto alto, grave e gravissimo) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II;
- un'unica unità ricade nella categoria di rischio Alto (I e II) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II, e si tratta dell'unità Serbatoi di stoccaggio GNL la cui classificazione di rischio è dovuta principalmente al fattore quantità (fattore per il cui calcolo è necessario considerare le tonnellate di sostanza pericolosa presenti nell'unità in analisi);
- 7 unità ricadono in una fascia di rischio ridotta secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II.



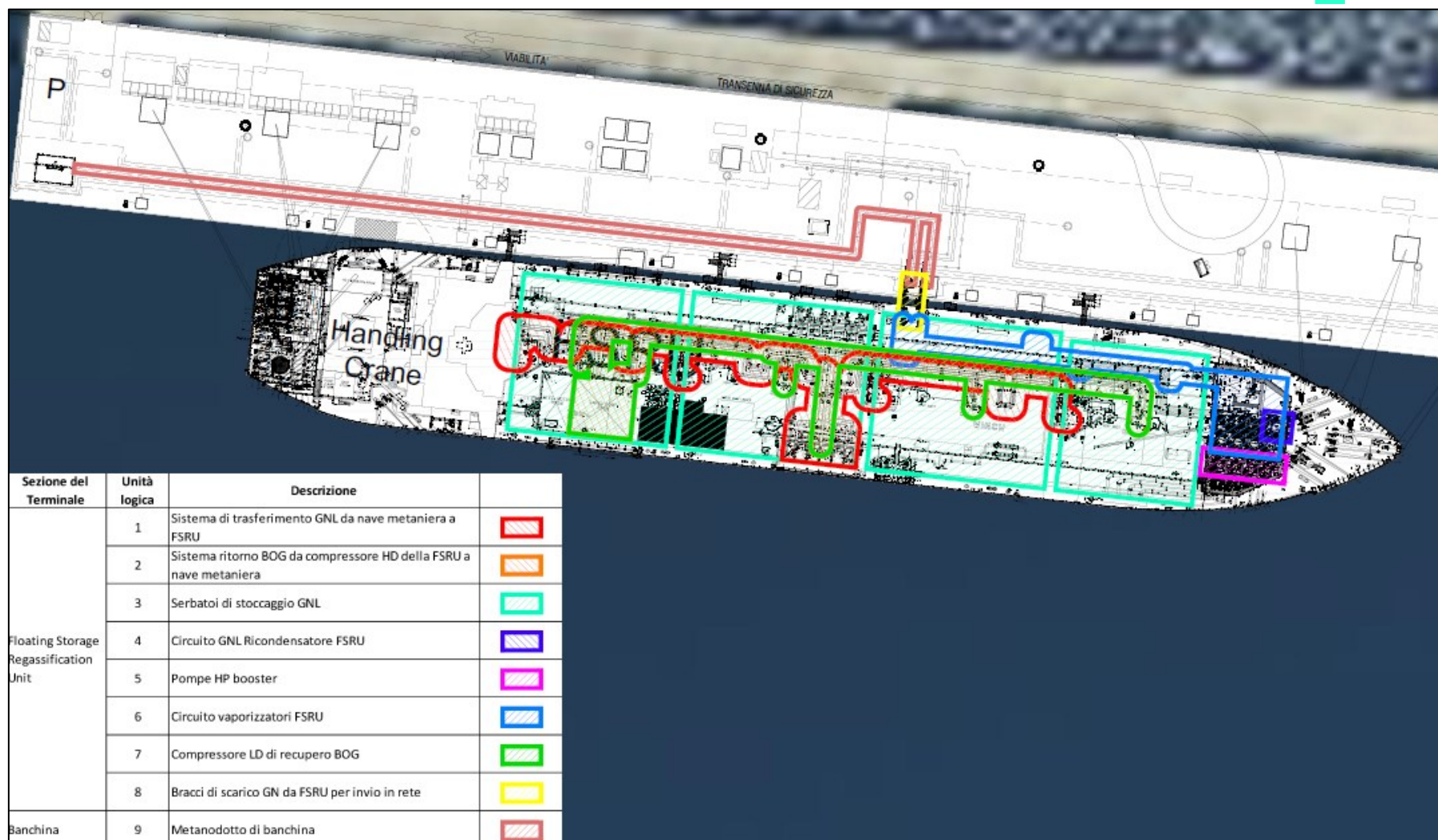


Figura 6 - Confini unità logiche analizzate





L'analisi di rischio è proseguita con l'individuazione delle cause iniziatrici degli eventi incidentali ragionevolmente credibili mediante:

- Analisi Operativa (HazOp) al fine di identificare cause e protezioni delle ipotesi incidentali analizzate.
- Analisi da dati di tipo statistico-storico (letteratura) attraverso la metodologia individuata nella banca dati "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005". L'analisi è stata condotta utilizzando le banche dati contenute nei seguenti riferimenti: "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005", "HSE - Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment – 2017" e "International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), Report 43401, 2019".

Per quanto riguarda l'analisi Hazop si ritiene opportuno osservare che in questa fase preliminare del progetto è stata condotta, sulla base dei documenti disponibili, l'analisi per i principali sistemi della nave FSRU e per l'interfaccia tra FSRU e banchina, mentre lo studio completo dell'intero progetto, comprendendo sia la FSRU sia le attività previste in banchina sarà sviluppato nelle successive fasi del progetto per il Rapporto di Sicurezza definitivo.

L'analisi Hazop è stata condotta da tecnici TRR srl attraverso lo svolgimento di sessioni dedicate nelle quale erano presenti tecnici delle società SNAM e della società di progettazione T.EN. Italy Solution (Roma).

Le frequenze relative alle cause iniziatrici individuate attraverso l'analisi operativa sono state successivamente determinate attraverso la tecnica quantitativa dell'Albero dei Guasti (Fault Tree Analysis): delle 9 ipotesi formulate attraverso la tecnica dell'analisi operativa (HazOp) ne risultano ragionevolmente credibili 2.

La prima ipotesi credibile da HazOp (ipotesi 1H) riguarda l'emissione di gas in atmosfera dagli sfiati della nave (ovvero PSV dei serbatoi di stoccaggio GNL e candela fredda della sezione di rigassificazione); il conseguente scenario 1H prevede lo sfiato di gas naturale a bassa pressione da un punto sicuro (PSV) posizionato ad una altezza di 41 m e, dai calcoli, non sono risultati effetti.





La seconda ipotesi credibile da HazOp (ipotesi 6H) analizza la rottura di uno dei tubi del vaporizzatore GNL, con relativo intervento del disco di rottura e conseguente scenario di rilascio di miscela gas naturale e acqua mare/glicole dal disco di rottura stesso: anche per tale scenario dai calcoli non sono risultati effetti.

Le rimanenti ipotesi incidentali da HazOp risultano invece caratterizzate da frequenze di accadimento inferiori a 10^{-7} occasioni/anno, grazie alla presenza di protezioni automatiche (ridondanti) ed in particolare del sistema HIPPS (High Integrity Pressure Protection System), un sistema di blocco per altissima pressione con doppia valvola automatica di blocco attivata da una terna di pressostati (logica 2oo3).

Le frequenze delle 14 ipotesi individuate attraverso l'analisi statistico-storica sono state determinate considerando le peculiarità dell'installazione ed il funzionamento previsto per il terminale e sono risultate tutte ragionevolmente credibili. Si rimanda alla Tabella 32 per le frequenze delle singole ipotesi.

Per caratterizzare gli scenari incidentali conseguenti alle cause iniziatrici, si è fatto uso della tecnica degli Alberi degli Eventi; in tal modo è possibile determinare la probabilità di accadimento degli scenari. In particolare sono state calcolate le frequenze di 82 scenari incidentali.

La valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali è stata effettuata considerando gli scenari con frequenza di accadimento superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ occasioni/anno e, con questa ulteriore valutazione, sono stati individuati 56 scenari incidentali credibili. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo C.4.2 e C.4.3.

Qualora abbia a verificarsi uno degli eventi incidentali, si attiverà la messa in sicurezza, sezionando le apparecchiature ed azionando i dispositivi antincendio nell'area interessata.

In particolare:

- Le aree di stoccaggio e movimentazione e le aree di processo sulla nave FSRU saranno protette con impianti antincendio e di rivelazione, per la cui descrizione completa si rimanda ai paragrafi dedicati. Inoltre la FSRU sarà costantemente presidiata.
- La banchina sarà dotata di impianti antincendio (rete di idranti, monitor ad acqua automatici su palo e barriere ad acqua) e di rilevazione per l'area di invio gas.





Sulla base dei risultati ottenuti nella presente analisi è possibile osservare che:

- La massima distanza conseguente ad un Pool Fire, corrispondente allo scenario 3R, relativo alla perdita significativa dal collettore GNL di riempimento dei serbatoi della FSRU a valle delle manichette, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- La massima distanza conseguente ad un Jet Fire, corrispondente allo scenario 9R, di rilascio di GNL per perdita significativa da linee di mandata pompe ad alta pressione, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- Il massimo valore di sovrappressione dinamica (barg) conseguente ad una UVCE a bordo FSRU è pari a 0,07 bar, corrispondente allo scenario 8R. Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU: sulla base dei dati di letteratura tale valore non è in grado di arrecare danno significativo alla struttura principale e alle apparecchiature in acciaio ma non sono da escludere danneggiamenti alla strumentazione, ad accoppiamenti flangiati e alle parti strutturalmente più deboli.

Elementi per la pianificazione territoriale ed urbanistica

Nella seguente figura si riporta una elaborazione grafica con l'involuppo delle aree di danno di tutti gli scenari incidentali credibili secondo le quattro categorie di effetti (elevata letalità, inizio letalità, lesioni irreversibili, lesioni reversibili) individuate dal D.M. 09/05/2001.

Si ritiene opportuno evidenziare che l'elaborato grafico riporta l'involuppo delle aree di danno di tutti gli eventi individuati, rappresentando pertanto la somma di tutti i contributi dei singoli scenari incidentali.

Da tale figura si può dedurre che, sulla base degli elementi disponibili, la compatibilità territoriale con il territorio del Terminale di Porto Torres è rispettata in quanto la FSRU e la banchina est possono essere inquadrati come categoria "F" e pertanto compatibile in base alla Tab. 3a del Maggio 2001.

Il gestore ha pertanto fornito le informazioni circa la compatibilità territoriale, secondo quanto previsto dall'Art. 6 del DM 09/05/2001.



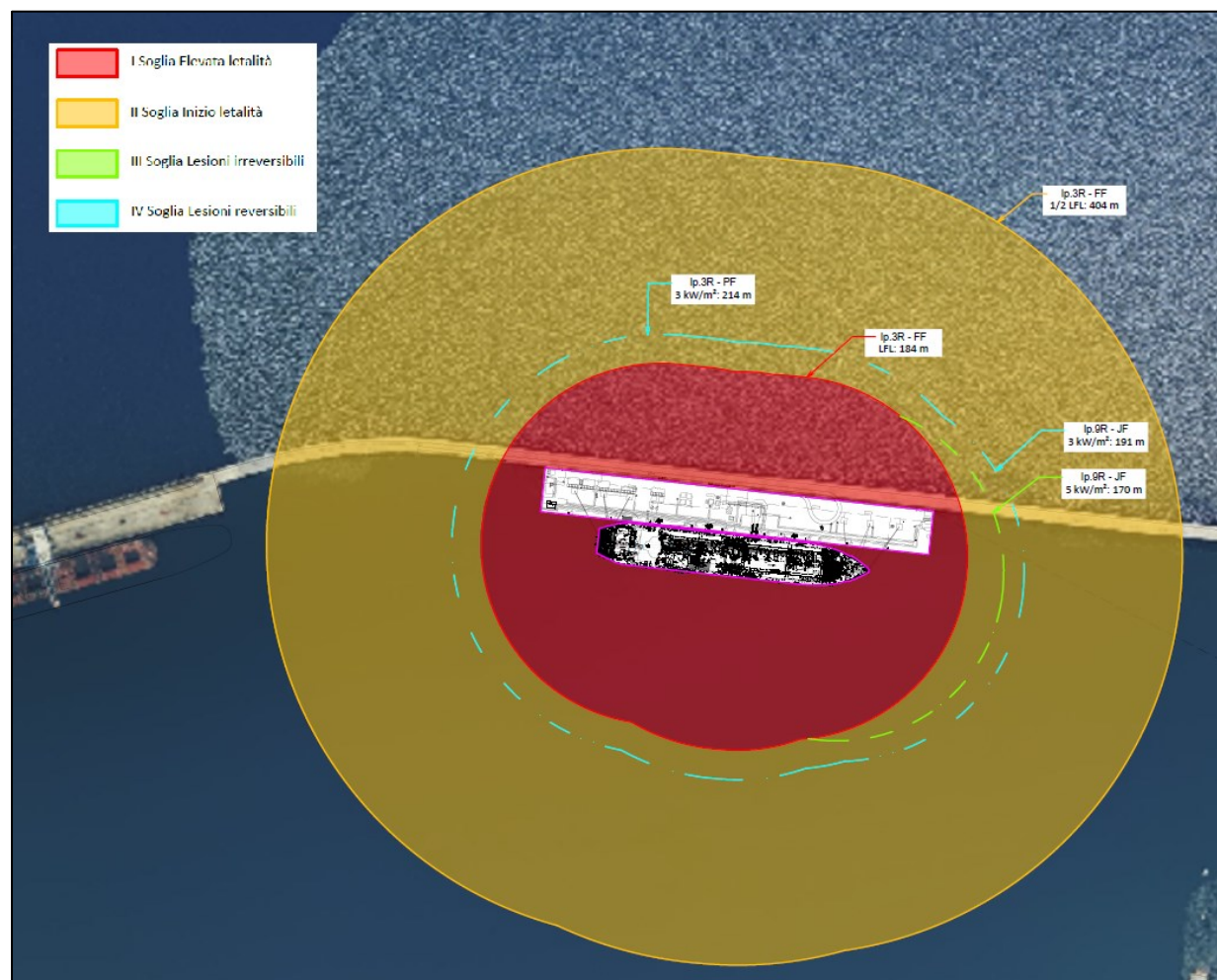


Figura 7 - Inviluppo delle aree di danno di tutti gli scenari incidentali credibili con riferimento alle soglie del D.M 09/05/2001 per la pianificazione territoriale





A DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO

A.1 DATI GENERALI

A.1.1 Nominativo, codice fiscale e indirizzo (sede legale) del Gestore

L'azienda proponente dell'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è Snam Rete Gas S.p.A. la cui sede legale è ubicata all'indirizzo Piazza Santa Barbara, 7 20097 – San Donato Milanese (MI).

Il nominativo del Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera i del D.Lgs. 105/15 dell'impianto è l'Ing. Paolo Maffini.

A.1.2 Denominazione e ubicazione dello Stabilimento

L'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è denominato nel seguito del documento "Terminale di Porto Torres" o, più sinteticamente, "Terminale".

L'area di interesse è collocata nel porto di Porto Torres, a Nord Ovest della Sardegna, che rappresenta il secondo scalo isolano in ordine di passeggeri e merci. Considerato un porto multipurpose, è diviso in tre aree:

- porto civico (a sua volta suddiviso in moli di Ponente, banchina Dogana Segni e banchina Alti Fondali), destinato alle navi ro/ro passeggeri e merci e al traffico da diporto;
- porto industriale (composto da due banchine utilizzabili per traghetti, crociere, carichi solidi ed una per liquidi) che include un terminale, sulla diga foranea, fino a qualche anno fa destinato al traffico di combustibili solidi (principalmente carbone) e liquidi (olio combustibile).



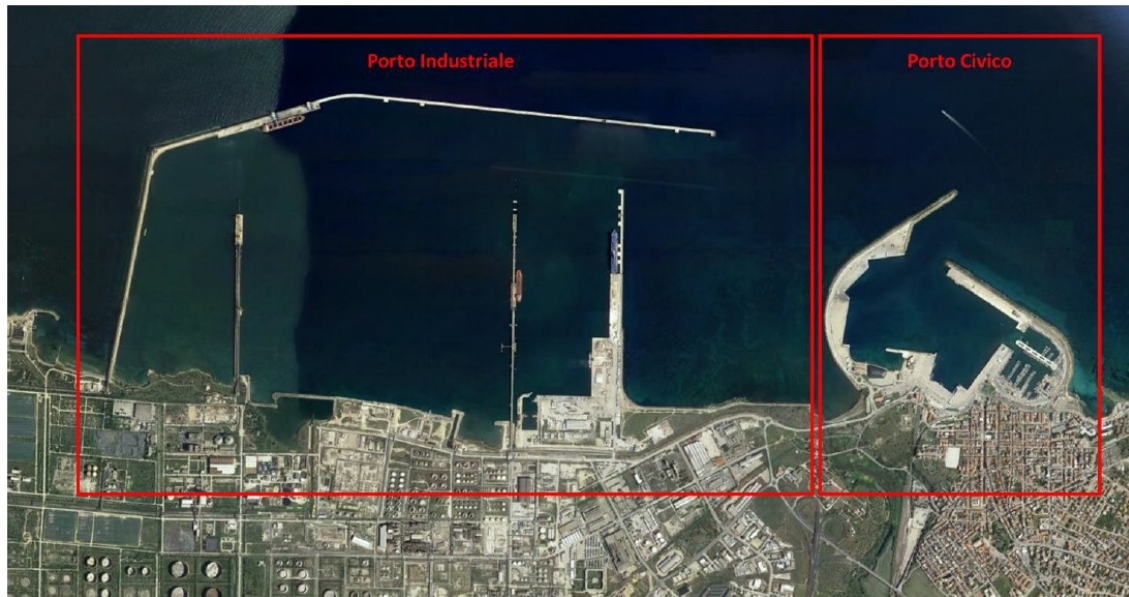


Figura 8 – Sistema portuale di Porto Torres



Figura 9 – Porti civico e industriale di Porto Torres



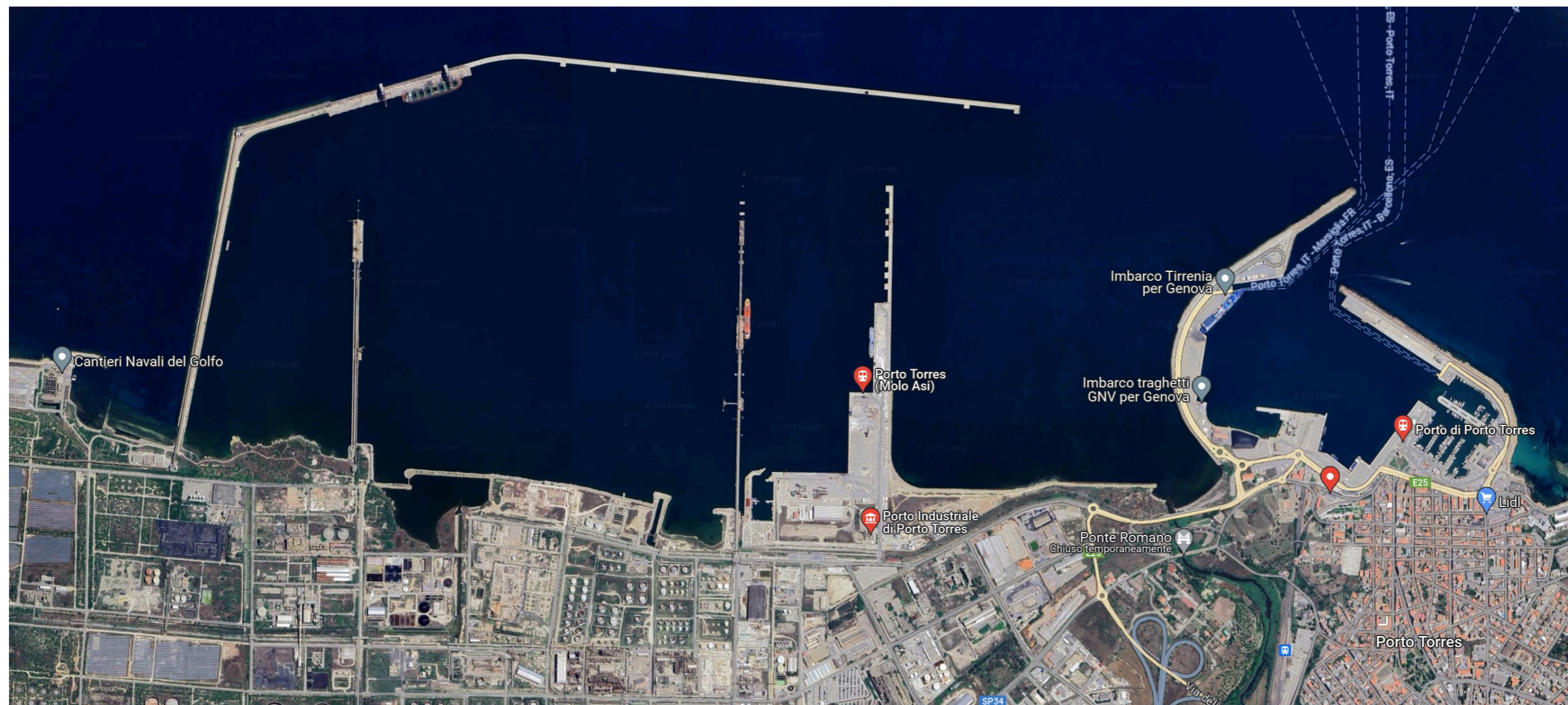


Figura 10 - Porti di Porto Torres dal satellite





Il porto industriale di Porto Torres, situato fuori dal centro abitato e destinato al traffico di combustibili solidi (principalmente carbone) e liquidi (olio combustibile), è costituito da diversi denti d'attracco ed è diviso in due parti.

La prima parte, denominata ex ASI può ospitare contemporaneamente tre traghetti, e navi merci e porta rinfuse (sabbia e minerali) per le quali sono disponibili ampi piazzali.

La porzione occidentale della banchina di riva, in adiacenza con la darsena servizi, e la parte posteriore del relativo piazzale operativo sono invece destinati alla cantieristica della nautica da diporto.

La seconda parte non accessibile, invece, è esclusivamente destinata a petroliere, gasiere, chimichiere e carboniere. I pontili ex SIR ex Enichem, ex Polimeri Europa, ora Versalis, sono in concessione e destinati al traffico industriale, il primo con cinque accosti per carichi liquidi; il secondo adibito ai carichi secchi, è inutilizzato da anni.

La banchina che si appoggia alla diga foranea ospita, invece, il terminal ex Enel, ex Endesa ora E. ON ed ha una lunghezza di circa 500 metri. È attualmente destinata a ricevere le navi che trasportano il combustibile (carbone e/o olio combustibile) per la centrale elettrica.



Figura 11 - Porto industriale di Porto Torres





La configurazione del sistema portuale di Porto Torres deriva dal Piano Regolatore Portuale del 1968 ed altre opere di completamento (radicamento a terra della diga foranea e banchina carbonifera).



Figura 12 - Porto industriale di Porto Torres - vista

Le funzioni caratteristiche del porto di Porto Torres, secondo il comma 2 dell'art.4 della Legge n°84 del 28.01.1994, sono le seguenti:

- commerciale;
- industriale e petrolifera;
- di servizio passeggeri;
- cantieristica navale.

I traffici di prodotti industriali/petroliferi sono concentrati sul pontile Versalis e sulla c.d. Banchina Carbonifera addossata alla diga foranea.

Nelle banchine e nei piazzali del molo di Levante (ex ASI) sono invece concentrati gli altri traffici commerciali e passeggeri del porto, con un uso promiscuo delle banchine utilizzate da navi sia commerciali che ro-ro e ro-pax. Nei piazzali si è operata una distinzione tra le aree destinate al traffico dei rotabili e dei passeggeri e quelle utilizzate per i traffici commerciali: in particolare le aree retrobanchina delle due banchine interne del molo di Levante e della banchina di riva sono utilizzate per la movimentazione e stoccaggio di rinfuse solide e pale eoliche, mentre i tre denti di attracco poppieri e le relative viabilità di accesso vengono utilizzati per i traffici dei rotabili (Ro-Ro) e dei passeggeri con auto al seguito (Ro-Pax). La porzione occidentale della banchina di riva, prossima alla darsena di servizi, e la porzione di terrapieno retrostante sono occupate dal Polo Nautico del Nord-Ovest della Sardegna.



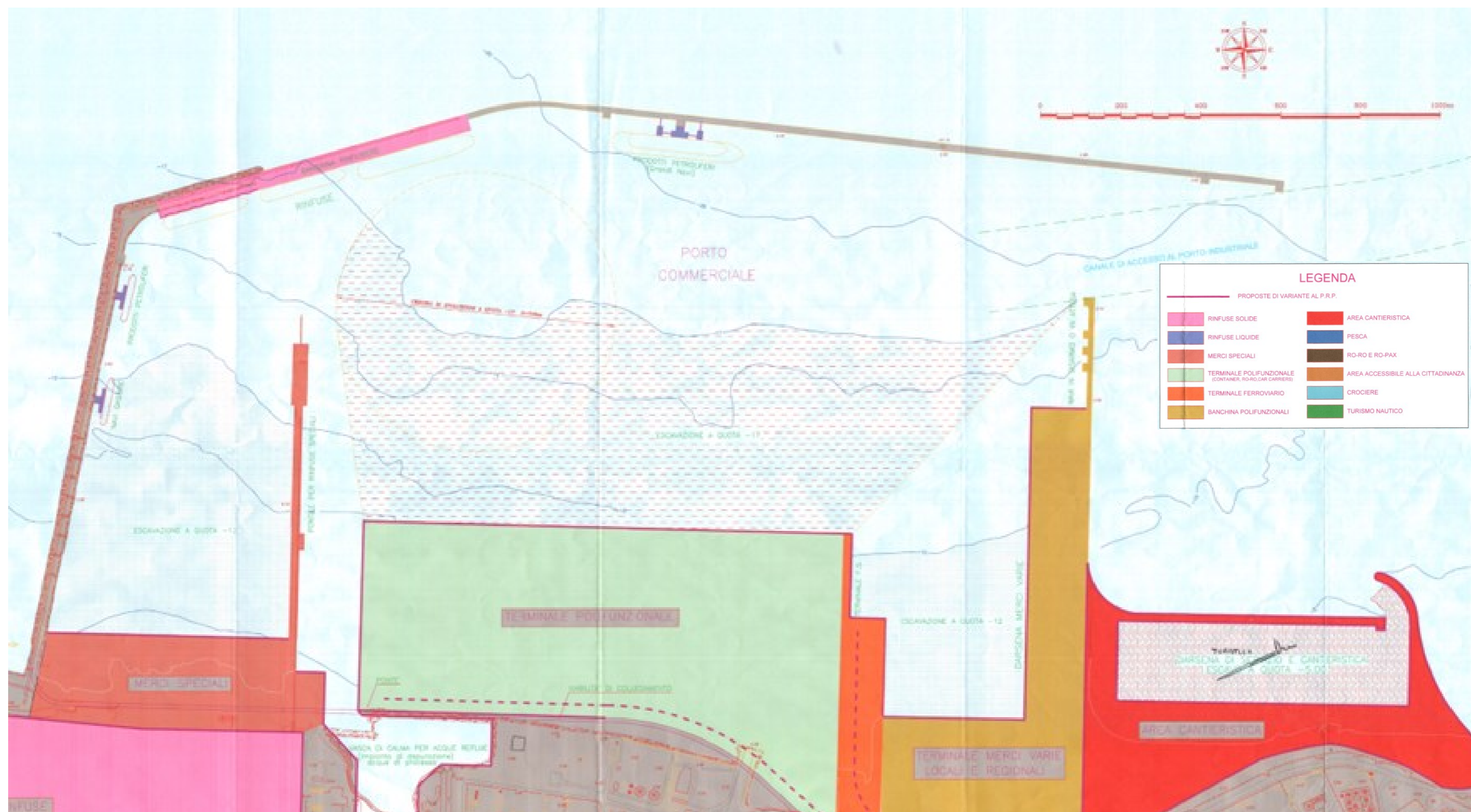


Figura 13 – Stralcio del piano regolatore portuale 2011 di Porto Torres





L'inquadratura geografica dell'area di intervento è riportata in Figura 14, in cui l'area di installazione del terminale è evidenziata con contorno rosso. Tale area è situata nella diga foranea del porto industriale.



Figura 14 - Inquadratura geografica dell'area di intervento ed indicazione dell'ubicazione del Terminale (in rosso)

L'area scelta per la realizzazione del Terminale è individuabile mediante le seguenti coordinate geografiche (UTM WGS84):

- latitudine 40° 85' 24,13" Nord;
- longitudine: 8° 36' 57,70" Est.

In ALLEGATO A.1.2-1 al presente documento si riporta la planimetria generale della FSRU e della banchina, con indicazione dei confini dello stabilimento e delle unità principali di cui è composto.

ALLEGATO A.1.2-1 PLANIMETRIA DEI CONFINI DELLO STABILIMENTO -
PLANIMETRIA CONTORNI UNITÀ LOGICHE INTERNE





A.1.3 Responsabile della progettazione

La progettazione di base del Terminale di Porto Torres è stata sviluppata dalla Società T.EN Italy Solutions S.p.A. – 00148 Roma – Viale Castello della Magliana, 68 (di seguito anche, più brevemente, T.EN).

T.EN svolge servizi di ingegneria, progettazione, supervisione / direzione lavori, ingegneria ambientale, project management (PMC) per infrastrutture e impianti industriali.

T.EN appartiene alla Società Technip Italy S.p.A. del gruppo Technip Energies di cui può avvalersi di risorse, tecnologie, brevetti e know-how.

In ALLEGATO A.1.3-1 si riportano le referenze della Società T.EN Italy Solutions S.p.A.

ALLEGATO A.1.3-1 REFERENZE DEI RESPONSABILI DELLA PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI

A.1.4 Responsabile della stesura del Rapporto di Sicurezza

Il presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è stato elaborato dalla Società TRR S.r.l. con sede in Via Saore, 25, 24046 Osio Sotto (BG).

Il responsabile dell'esecuzione del Rapporto di Sicurezza è l'Ing. Giovanni Romano della Società TRR (Tecnologia Ricerca Rischi) S.r.l. di Osio Sotto (BG), la cui qualificazione professionale ed esperienza nel campo vengono riportate in ALLEGATO A.1.4-1.

ALLEGATO A.1.4-1 CURRICULUM VITAE DEL RESPONSABILE DELLA STESURA DEL RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA

L'analisi di rischio è stata svolta sulla base delle info tecniche disponibili.





A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO

A.2.1 Corografia della zona

In ALLEGATO A.2.1-1 è riportata la Corografia della Zona interessata in scala 1:10.000 sulla quale è indicato un raggio di 2 km attorno al punto dove sorgerà l'impianto, con la presenza di scuole, ospedali, linee e stazioni ferroviarie, aeroporti, insediamenti industriali.

ALLEGATO A.2.1-1 COROGRAFIA DELLA ZONA IN SCALA A 1:10.000, O COMUNQUE NON INFERIORE A 1:25.000, SULLA QUALE SIA EVIDENZIATO IL PERIMETRO DEL TERMINALE (GEOREFERENZIATA)

A.2.2 Posizione dello stabilimento

Si riporta in ALLEGATO A.2.2-1 la posizione dell'impianto su una mappa in scala 1:5.000 riportante la località che rappresenta la zona circostante il Terminale con una distanza minima di 500 m dai confini dell'attività.

ALLEGATO A.2.2-1 POSIZIONE DEL TERMINALE SU MAPPA - IN SCALA NON INFERIORE A 1:5.000 CON RIPORTATA LA POSIZIONE DEL TERMINALE CON UNA DISTANZA MINIMA DI 500 M DAI CONFINI DELL'ATTIVITÀ (GEOREFERENZIATA)

A.2.3 Piante e sezioni dell'impianto

In ALLEGATO A.2.3-1 sono riportate piante e sezioni dell'impianto: in particolare è riportata una tavola per la nave FSRU ed una tavola per la banchina e opere connesse, con i contorni della FSRU.

L'allegato riporta le piante e le sezioni delle installazioni previste, con l'indicazione della localizzazione delle principali apparecchiature, tra cui quelle che contengono le sostanze di cui all'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15.

ALLEGATO A.2.3-1 PLANIMETRIA GENERALE NON INFERIORE A 1:500, CON L'INDICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DEI DEPOSITI IN CUI SONO PRESENTI LE SOSTANZE PERICOLOSE E DELLE PARTI CRITICHE (GEOREFERENZIATA), E RELATIVE SEZIONI

Nello specifico, la banchina prevede l'ingresso principale da Ovest, mediante la strada diga foranea del porto industriale.

La FSRU sarà ormeggiata lungo la banchina lasciando spazio sufficiente tra la poppa della nave e la banchina di attracco delle navi porta rinfuse in maniera da consentire l'evoluzione in sicurezza dei rimorchiatori durante le manovre di accosto e partenza delle navi metaniere.





Le manichette di scarico del gas naturale saranno installate in corrispondenza dei collettori di alta pressione sulla FSRU, localizzati a proravia della mezzeria nave.

La sala controllo e la sottostazione elettrica saranno collocati nella parte ovest della banchina.

Il punto di intercetto linea (PIL), escluso dallo scopo relativo alla realizzazione del Terminale, sarà installato nella sezione di banchina Nord in terrapieno.

I limiti di batteria del Terminale sono rappresentati da:

- Limiti di ingresso di banchina;
- Limite di connessione ship-to-ship tra FSRU e nave metaniera;
- Limite Giunto Dielettrico a monte Punto di Intercetto Linea (PIL).

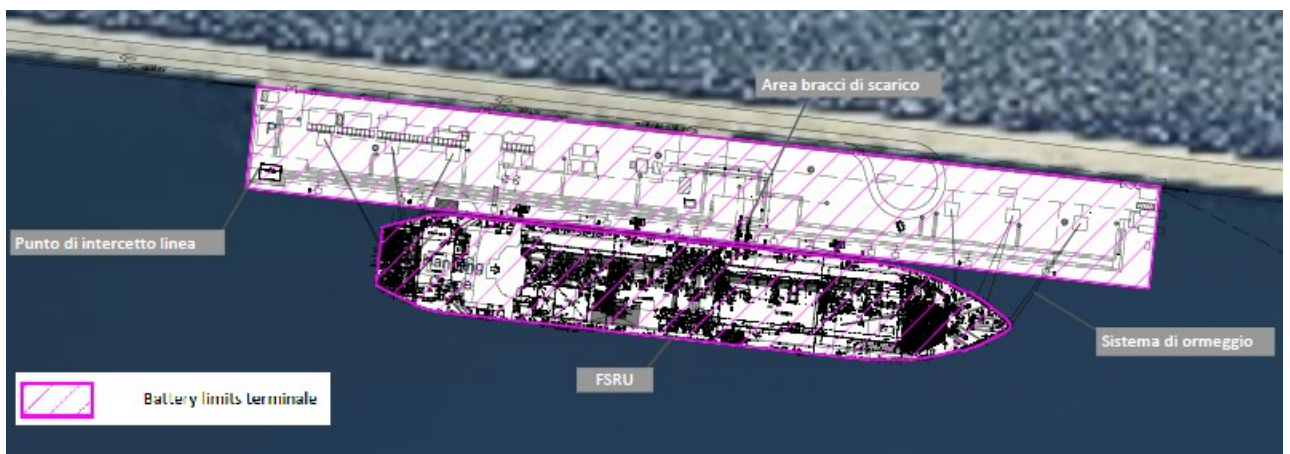


Figura 15 - Layout e batteria limits del Terminale





B INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO

B.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI

B.1.1 Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e procedure del sistema di gestione

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

B.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

B.2.1 Struttura organizzativa in forma grafica

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

B.2.2 Entità del personale di ciascun dipartimento e numero di persone normalmente presenti in ciascun reparto

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

B.2.3 Programmi di informazione, formazione ed addestramento per il personale

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E TECNOLOGIA DI BASE

B.3.1 Descrizione delle attività

Il Terminale di Porto Torres risulta soggetto all'applicazione del D.Lgs. 105/15 e si configura come "stabilimento di soglia superiore" per la presenza di gas naturale in quantità superiori alla soglia prevista dall'Allegato 1, Parte 2, Colonna 3 del medesimo decreto.

Il nuovo impianto prevede l'attracco permanente di una *Floating and Storage Regasification Unit* (FSRU) su una banchina specificatamente allestita sull'esistente diga foranea del porto industriale di Porto Torres e l'allestimento del sistema di esportazione gas ad alta pressione sulla medesima banchina. La FSRU sarà rifornita tramite l'arrivo periodico di navi metaniere (LNGC), le quali attraccheranno alla FSRU in configurazione ship-to ship (STS) e convoglieranno il GNL contenuto nei propri serbatoi fino ai serbatoi della FSRU. La FSRU sarà in grado di stoccare, processare e consegnare il gas attraverso una condotta di collegamento alla rete nazionale. La capacità di rigassificazione nominale del Terminale è di circa 340.000 Sm³/h.

L'impianto di stoccaggio e rigassificazione è completamente installato a bordo dell'FSRU e prevede i seguenti sistemi principali:

- Sistema di scarico GNL dalla nave metaniera;
- Sistema di stoccaggio GNL, capacità nominale pari a circa 130.000 m³;
- Sistema di pompaggio e rigassificazione;
- Sistema di gestione del Boil-Off Gas (BOG);
- Sistema di scarico Gas Naturale verso il metanodotto di banchina.

La nave FSRU GOLAR Artic è una nave esistente con le seguenti caratteristiche geometriche principali:

- Lunghezza di 279,8 m, larghezza 43,40 m, altezza massima 54,54 m;
- Pescaggio 11,7 m.

La nave FSRU GOLAR Artic è stata presa come riferimento di progetto di una tipica metaniera di taglia analoga a quella che sarà prevista per il Terminale, che sarà definita nelle successive fasi di ingegneria.

La banchina sarà allestita con i seguenti impianti:

- Sistema trasferimento gas naturale FSRU-banchina (bracci di carico), per l'invio del gas naturale in pressione verso metanodotto di banchina;
- Metanodotto di banchina;
- Punto di intercetto linea (PIL) su linea, raccordo verso la rete di trasporto nazionale;





- Edificio adibito a sala controllo dei sistemi in banchina e sottostazione elettrica;
- Cabina quadri elettrici del Terminale (cabina containerizzata per quadri elettrici e controllo dei sistemi di banchina, posizionata in banchina, sarà non presidiata ed i segnali gestiti presso la cabina saranno riportati anche nella sala controllo della nave FSRU);
- Sistema antincendio;
- Impianto raccolta acque piovane;
- Sfiato in banchina e serbatoio raccolta drenaggi;
- Generatore di emergenza e serbatoio diesel.

B.3.1.1 Specifica funzionale per il servizio rifornimento FSRU da nave metaniera

La FSRU sarà in grado di ricevere navi metaniere di taglia massima simile alla propria (stimata una capacità di 130.000 m³ e occasionalmente di 180.000 m³). La FSRU sarà dotata di un sistema di ormeggio affiancato (Side-by-Side).

B.3.1.2 Modalità operative del Terminale

Il progetto prevede diverse condizioni di funzionamento dell'impianto, in modo da permettere al Terminale di soddisfare i seguenti scenari operativi:

A. CONDIZIONE DI FUNZIONAMENTO DI "NORMALE OPERABILITÀ"

- A.1. Servizio di rigassificazione.
- A.2. Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera.

B. CONDIZIONE DI FUNZIONAMENTO IN "STAND-BY"

- B.1. Servizio di rigassificazione non operativo (zero send-out).

Di seguito si riporta la descrizione delle modalità operative dei singoli scenari sopraelencati. Le descrizioni riportate nelle seguenti sezioni fanno riferimento agli identificativi delle apparecchiature riportati negli Schemi di Processo forniti in ALLEGATO B.3.3-2.

Riguardo gli scenari di rischio analizzati, si evidenzia che il numero massimo di trasferimenti Ship To Ship presso il terminale è pari a 94 operazioni/anno. Per la macroarea I, cautelativamente le 94 operazioni sono state valutate tutte come trasferimento di gas liquido da nave metaniera a FSRU.

B.3.1.2.1 Condizione A.1 (Servizio di rigassificazione)

In questa condizione operativa, sarà attivo il processo di rigassificazione, pertanto le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi della FSRU (pompe verticali e sommerse, una per ciascuno dei 4 serbatoi), le pompe ad alta pressione (pompe multistadio per un totale di 6 pompe, ognuna delle quali





installate verticalmente, con relativo motore elettrico, in un pozzetto di aspirazione) ed i vaporizzatori ad acqua mare saranno in funzione; saranno inoltre collegati e operativi i bracci di scarico ad alta pressione per l'invio del GN al metanodotto di banchina; in questa condizione non saranno previste operazioni di scarico GNL da nave metaniera.

Le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi e della FSRU inviano il fluido al collettore GNL principale, che a sua volta alimenta il ricondensatore; da qui il GNL fluisce nelle pompe ad alta pressione che alimentano i vaporizzatori ad acqua mare.

La gestione del BOG avviene secondo quanto indicato al paragrafo dedicato.

B.3.1.2.2 Condizione A.2 (Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera)

La nave metaniera carica di GNL attraccherà alla FSRU side-by-side e, dopo aver effettuato le operazioni preliminari (per esempio la misura del volume delle tanche pre-trasferimento, i test dei sistemi di sicurezza, il raffreddamento delle linee, la regolazione della pressione dei serbatoi, etc..) inizierà il pompaggio di GNL tramite manichette flessibili dedicate.

Presso il terminale arriveranno navi metaniera di taglie diverse ed in particolare sono stati considerati in tutto 94 allibi di cui:

- 46 allibi ogni anno di navi da 7.500 m³;
- 46 allibi ogni anno di navi da 30.000 m³;
- 2 allibi ogni anno di navi da 130.000 m³.

In questa condizione operativa, sarà attivo anche il processo di rigassificazione, pertanto le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi della FSRU, le pompe ad alta pressione ed i vaporizzatori ad acqua mare saranno in funzione; saranno inoltre collegati e operativi i bracci di scarico ad alta pressione per l'invio del GN al metanodotto di banchina.

La gestione del BOG avviene secondo quanto indicato al paragrafo dedicato.

B.3.1.2.3 Condizione B.1 (Servizio di rigassificazione non operativo)

L'impianto sarà nella condizione di stand-by. Tale condizione si verifica quando non è richiesto l'invio di gas naturale verso il metanodotto onshore (zero-send-out), pertanto il servizio di rigassificazione non è operativo.

Le pompe di aspirazione del GNL dai serbatoi e le pompe ad alta pressione non saranno attive. Saranno invece attive le pompe di ricircolo dei serbatoi di GNL (una per ciascun serbatoio) per garantire la temperatura prevista all'interno di linee e serbatoi di stoccaggio della FSRU (circa -160°C).

Il BOG generato dal sistema (dovuto allo scambio termico nei serbatoi ed il ricircolo del GNL nelle linee) sarà recuperato nei compressori Low Duty (LD); si rimanda al paragrafo dedicato alla gestione del BOG.





B.3.2 Tecnologia di base

Il progetto del nuovo Terminale di Porto Torres fa riferimento alle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard: in ALLEGATO B.3.2-1 sono riportate le norme tecniche di riferimento per la progettazione della banchina del terminale, per la progettazione della nave FSRU i riferimenti principali sono la Convenzione SOLAS e il Codice IGC.

ALLEGATO B.3.2-1 NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO PER LA PROGETTAZIONE DELLA BANCHINA DEL TERMINALE

Con riferimento alle descrizioni riportate nel precedente Paragrafo B.3.1, si forniscono di seguito informazioni di maggiore dettaglio sui singoli sistemi previsti dal progetto.

B.3.2.1 Sistema scarico GNL da nave metaniera

Le operazioni di scarico GNL da nave metaniera avverranno nella configurazione ship-to-ship tramite la connessione di quattro (4) manichette flessibili per il GNL ed una (1) per i vapori di ritorno.

Il sistema è dotato di una linea dedicata di ritorno vapori alla nave metaniera per compensare lo svuotamento dei serbatoi della nave metaniera stessa. Durante le operazioni di scarico GNL, la temperatura dei vapori è monitorata per evitare di far rientrare sulla metaniera un gas fuori specifica: la regolazione della temperatura viene eseguita tramite l'attemperatore, attivato se la temperatura dei vapori è superiore a $-130\text{ }^{\circ}\text{C}$; l'apparecchiatura inietta GNL (prelevato dalla linea di trasferimento GNL) controcorrente al flusso di vapore verso la metaniera ed è presente anche un K.O. Drum a valle dell'attemperatore che evita i trascinamenti di liquido.

Le navi metaniere che riforniranno la FSRU avranno generalmente caratteristiche dimensionali ridotte o simili rispetto alla nave FSRU, variabili in funzione degli accordi commerciali che saranno stipulati ma comunque in linea con i limiti imposti dall'Autorità Portuale del porto di Porto Torres. Per ciascuna taglia di nave metaniera in discarica sono state assunte specifiche portate di trasferimento per le pompe dei serbatoi di GNL a bordo della nave metaniera:

- navi da 7.500 m^3 , portata operativa di $900\text{ m}^3/\text{h}$, tempo di discarica circa 8,3 ore;
- navi da 30.000 m^3 , portata operativa di $2.400\text{ m}^3/\text{h}$, tempo di discarica circa 12,5 ore;
- navi da 130.000 m^3 , portata operativa di $7.500\text{ m}^3/\text{h}$, tempo di discarica circa 17,3 ore.





Lungo le linee di trasferimento del GNL sono presenti dei misuratori di pressione e temperatura, oltre a un banco di analisi, necessari a valutare le caratteristiche del GNL in ingresso ai serbatoi.

Le linee di caricamento sono posizionate sul ponte principale della nave FSRU, e pertanto in ambiente completamente aperto.

B.3.2.2 Serbatoi di stoccaggio GNL (Cargo Tank da 1 a 4)

I serbatoi di stoccaggio GNL sono progettati e certificati in accordo al Codice Internazionale per la costruzione e le dotazioni delle unità navali che contengono gas liquefatto nella stiva (Codice IGC) dell'International Maritime Organization (IMO) ed in accordo alla convenzione SOLAS (acronimo di Safety Of Life At Sea, Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare). Inoltre l'FSRU è classificata da un ente di classificazione autorizzato e riconosciuto dall'IACS (International Association of Classification Societies) e certificata dallo stesso per conto dello stato di bandiera. Il codice IGC, adottato con risoluzione MSC.5 (48), è obbligatorio ai sensi del capitolo VII della SOLAS dal 1° luglio 1986. Il codice IGC si applica alle navi, indipendentemente dalle loro dimensioni, adibite al trasporto di gas liquefatti aventi una tensione di vapore superiore a 2,8 bar assoluti a una temperatura di 37,8 °C. Lo scopo del Codice è quello di fornire uno standard internazionale per la costruzione e le dotazioni delle unità navali che contengono gas liquefatto nella stiva, prescrivendo gli standard di progettazione e costruzione delle navi coinvolte in tale trasporto e le attrezzature che dovrebbero trasportare in maniera da ridurre al minimo i rischi per la nave, per il suo equipaggio e per l'ambiente, vista la natura dei prodotti coinvolti.

La tipologia di serbatoi della FSRU di Porto Torres è a membrana.



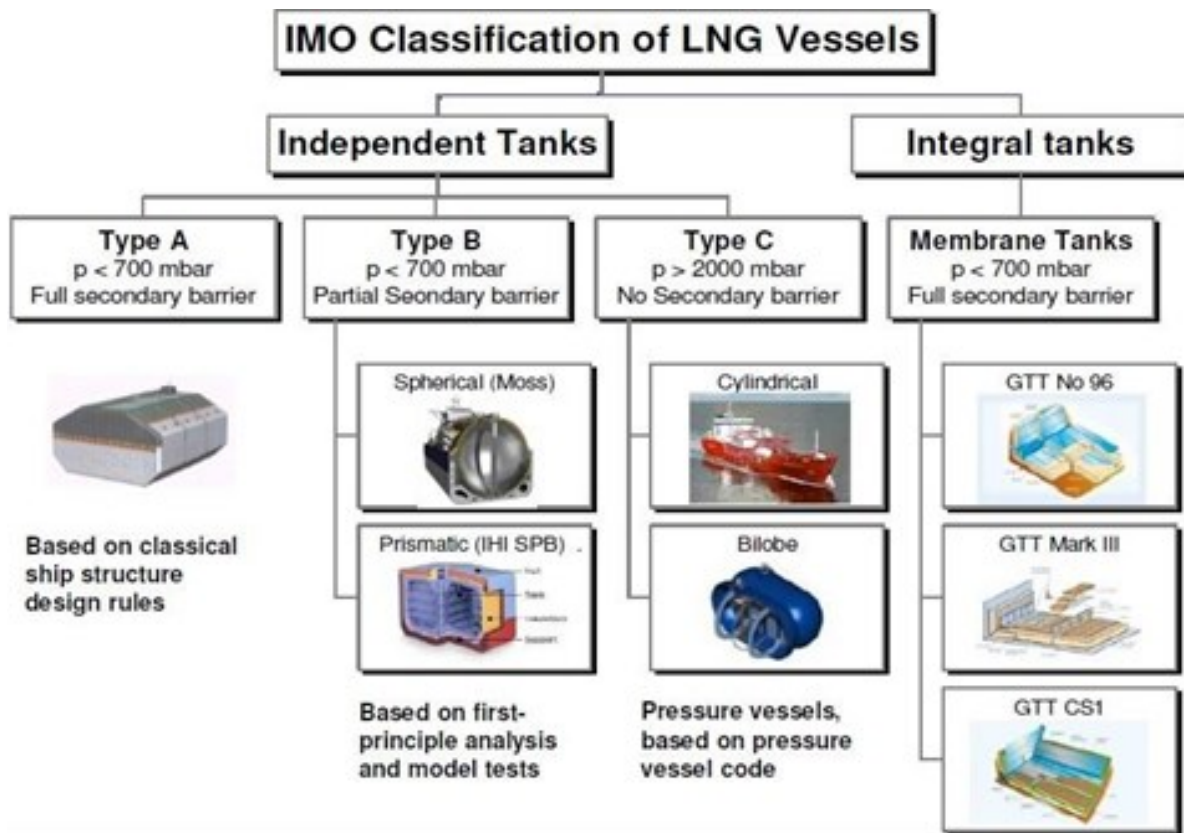


Figura 16 - Classificazione IMO dei serbatoi di stoccaggio GNL

Il sistema di contenimento del carico di GNL sarà costituito da quattro serbatoi di GNL a doppio isolamento, racchiusi all'interno dello scafo interno della nave FSRU e situati in linea da prua a poppa.

Il guscio esterno di ciascun serbatoio GNL sarà rivestito internamente con il sistema integrato di contenimento e isolamento costituito da:

- una membrana sottile e flessibile chiamata membrana primaria, che è a contatto con il carico di GNL, costituita da un insieme di lamiere grecate di spessore 1,2 mm, realizzate in acciaio inox AISI304L e saldate sovrapposte tra loro;
- uno strato di Perlite chiamato isolamento primario;
- una seconda membrana flessibile simile alla prima chiamata membrana secondaria, costituita da un materiale composito formato da un foglio di alluminio da 70 micron accoppiato tra due strati di rivestimento vetroso (spessore totale 0,7 mm);
- un secondo strato di Perlite a contatto con lo scafo interno detto isolamento secondario.





I due strati di membrane e isolamento consentiranno, in caso di trafileamento nella barriera primaria, di contenere il carico all'interno della barriera secondaria.

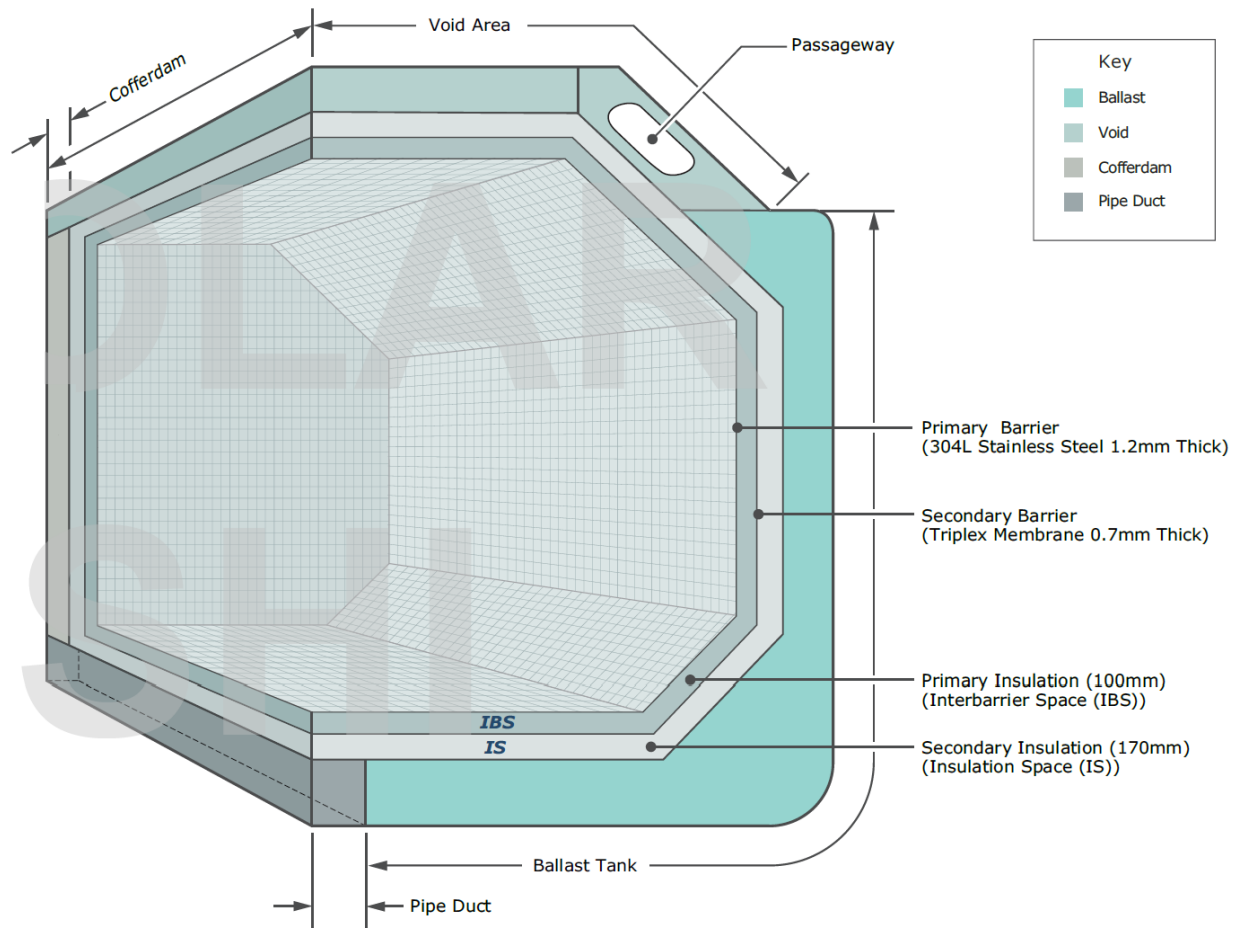


Figura 17 - Struttura Cargo Tank





MARK III CARGO TANK INTERNAL STRUCTURE

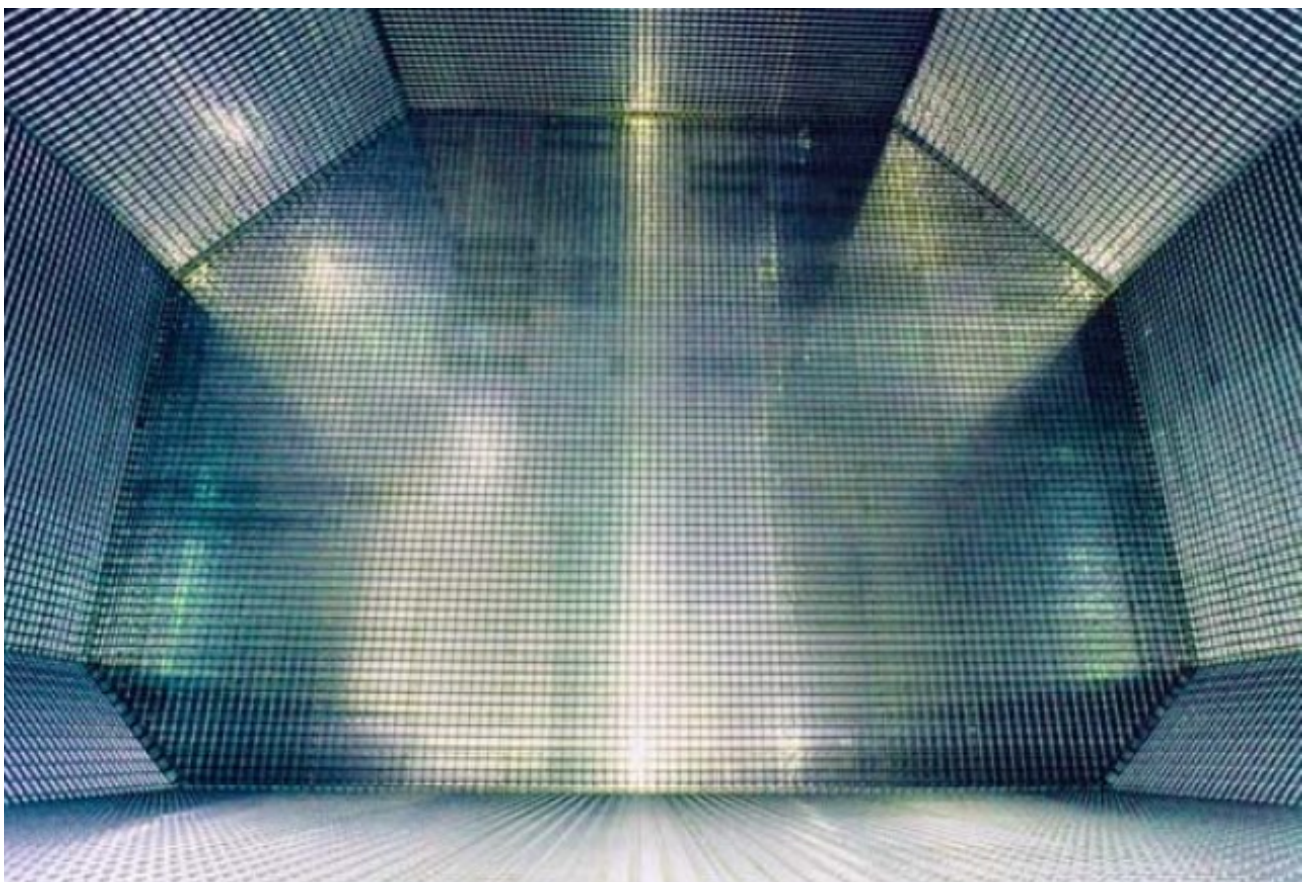


Figura 18 - Struttura interna Cargo Tank





La FSRU sarà dotata di quattro (4) serbatoi, con le seguenti caratteristiche:

- Capacità massima di stoccaggio (assunto il 98,5% volume utile):
 - Serbatoio n. 1 da 21.613,65 m³;
 - Serbatoio n. 2 da 39.825,25 m³;
 - Serbatoio n. 3 da 39.836,07 m³;
 - Serbatoio n. 4 da 37.263,48 m³;
- Pressione operativa interna (set PSV): 0,25 barg (LNG Carrier mode) – 0,7 barg (LNG FSRU mode).
- Temperatura operativa GNL minima: -163 °C.

Descrizione delle pompe “Send-out” di alimentazione della sezione di rigassificazione (20-P-01 A/B/C/D)

Le pompe di send-out avranno lo scopo principale di alimentare la sezione di rigassificazione. Sono previste 4 pompe, una per ciascun serbatoio.

Le pompe avranno ognuna le seguenti caratteristiche:

- di tipo centrifugo;
- portata di 200 m³/h a circa 145 m di prevalenza di GNL;
- a motore sommerso.

Le pompe saranno protette, in caso di bassa portata, da linee di minimo ricircolo dedicate. Un controllore di pressione su ogni linea di mandata GNL comanderà l'apertura/chiusura della relativa valvola di regolazione sulla linea di ricircolo. Il fluido ricircolato sarà convogliato di nuovo verso i serbatoi di stoccaggio.

Le linee di mandata pompe esterne ai serbatoi sono posizionate sul ponte principale della nave FSRU, e pertanto in ambiente completamente aperto.

Descrizione delle Pompe Stripping/spray (P-103/203/303/403)

Le pompe Stripping/spray, una per ciascun serbatoio, saranno utilizzate per le operazioni di:

- Ricircolo del GNL nel singolo serbatoio, prima della fase di riempimento dei serbatoi per assicurare il raffreddamento, e durante la stessa fase per evitare la stratificazione e garantire una temperatura uniforme.
- Ricircolo del GNL nelle linee nel caso di stand-by dell'impianto (condizione B.1, si veda paragrafo B.3.1.1).
- Start-up e commissioning.





Le pompe avranno le seguenti caratteristiche:

- di tipo centrifugo;
- portata di 50 m³/h a circa 135 m di prevalenza di GNL;
- a motore sommerso.

Le pompe saranno protette, in caso di bassa portata, da linee di minimo ricircolo dedicate. Un controllore di pressione su ogni linea di mandata GNL comanderà l'apertura/chiusura della relativa valvola di regolazione sulla linea di ricircolo. Il fluido ricircolato sarà convogliato di nuovo verso i serbatoi di stoccaggio.

Anche le linee di ricircolo GNL sono posizionate in ambiente completamente aperto.

Descrizione delle pompe di carico principali (Main cargo pump)

Ciascun serbatoio sarà dotato di due pompe di carico principali “Cargo pumps” che saranno utilizzate per le operazioni di caricamento delle navi metaniere. Per il servizio di rigassificazione e carico GNL su nave metaniera queste pompe invierebbero il GNL dai serbatoi di stoccaggio della FSRU alla nave metaniera da caricare (modalità operativa non prevista per Porto Torres).

Le pompe avranno le seguenti caratteristiche:

- di tipo centrifugo;
- portata di 1.500 m³/h a 145 m di prevalenza di GNL;
- a motore sommerso.

B.3.2.3 Sistema ricircoli GNL

Tutte le linee GNL prevedono un sistema di ricircolo del fluido nella condizione in cui la tubazione non è in servizio. L'impianto sarà predisposto con linee dedicate ai ricircoli gestite mediante valvole di regolazione della portata; nello specifico:

- Una linea dal collettore GNL principale alle manichette di carico GNL verso nave metaniera, per permettere il raffreddamento delle linee di trasferimento da/verso i serbatoi della FSRU;
- Una linea dal collettore a valle delle pompe di alta pressione “HP Booster”, per permettere il raffreddamento del ricondensatore, delle pompe di alta pressione e delle relative linee di collegamento.





B.3.2.4 *Ricondensatore BOG (40-E-01)*

Il GNL che proviene dai serbatoi viene inviato, tramite i compressori BOG “Low Duty” (LD), al ricondensatore del BOG 40-E-01 la cui funzione è quella di condensare il BOG che si genera nell’impianto per contatto diretto con una corrente fredda di GNL e di alimentare gli skid di rigassificazione (ed in particolare le pompe di alta pressione 50-P-01 A/B/C/D e/o le pompe di alta pressione a bassa portata 50-P-02 A/B).

Il ricondensatore garantisce inoltre un hold-up di GNL anche nel caso in cui le pompe di alimentazione degli skid di rigassificazione (pompe “send-out” 20-P-01 A/B/C/D) fossero ferme.

Nella parte inferiore del ricondensatore entra la corrente di GNL proveniente dal collettore GNL principale ed esce per l’alimentazione delle pompe ad alta pressione.

B.3.2.5 *Pompe Alta Pressione*

La FSRU sarà dotata di 4 treni di vaporizzazione, ognuno dei quali avrà come principali apparecchiature 1 pompa ad alta pressione, 1 BOG cooler, 1 vaporizzatore di GNL e 1 ulteriore scambiatore (trim heater).

Le pompe ad alta pressione ricevono il GNL dal ricondensatore e lo inviano ai vaporizzatori. Le pompe ad alta pressione saranno 6 in tutto, di cui 4 con portata maggiore e 2 con portata minore: la presenza di pompe con portate diverse consente di modulare la portata di gas naturale inviato in rete secondo le necessità commerciali.

In particolare sono previste 4 pompe HP 50-P-01 A/B/C/D che avranno ognuna le seguenti caratteristiche:

- portata di 190 m³/h;
- pressione di mandata 206 barg.

Inoltre sono previste anche 2 pompe HP a bassa portata 50-P-02 A/B che avranno ognuna le seguenti caratteristiche:

- portata di 90 m³/h;
- pressione di mandata 206 barg.

Queste pompe consentono di portare il GNL ad una pressione di circa 206 barg (a seconda della portata e della composizione del GNL): l’alta pressione è necessaria in quanto i vaporizzatori ad acqua mare lavorano ad una pressione superiore alla pressione supercritica del gas naturale (funzione della composizione del GNL e considerata compresa in un range tra 50 e 75 bar).

Le pompe di alta pressione sono protette ognuna da una propria linea di minimo ricircolo che invia il GNL verso il ricondensatore del BOG.





B.3.2.6 *BOG cooler*

La FSRU sarà dotata di 4 treni di vaporizzazione, ognuno dei quali avrà come principali apparecchiature 1 pompa ad alta pressione, 1 BOG cooler, 1 vaporizzatore di GNL e 1 ulteriore scambiatore (trim heater).

I BOG cooler saranno scambiatori a circuito stampato ovvero PCHE (Printed circuit heat exchangers) che consentiranno un primo riscaldamento del GNL utilizzando il BOG come fluido di scambio termico.

B.3.2.7 *Vaporizzatori GNL*

La FSRU sarà dotata di 4 treni di vaporizzazione, ognuno dei quali avrà come principali apparecchiature 1 pompa ad alta pressione, 1 BOG cooler, 1 vaporizzatore di GNL e 1 ulteriore scambiatore (trim heater).

Ciascuno dei treni o skid di vaporizzazione avrà una potenzialità di circa 170.000 Sm³/h; la capacità minima sarà pari a circa 17.000 Sm³/h @15°C.

La tipologia dei vaporizzatori sarà a fascio tubiero, con LNG lato tubi. Il fluido riscaldante per lo scambio termico sarà una miscela acqua di mare/glicole (fluido intermedio).

La miscela acqua di mare/glicole alimentata dalle pompe glicole a circa 5 barg. Il GNL sarà alimentato dalle pompe ad alta pressione, ad una temperatura di circa -150°C e a circa 206 barg. Il GN uscirà dai vaporizzatori a circa 10°C.

Descrizione del sistema fluido di vaporizzazione

Il circuito del glicole è un circuito chiuso (uno per ogni treno di rigassificazione): il glicole viene riscaldato mediante uno scambiatore a piastre utilizzando l'acqua di mare come fluido di scambio termico, quindi inviato tramite una pompa per il glicole prima al trim heater e poi al vaporizzatore, per passare infine nel serbatoio di espansione e quindi ricominciare il ciclo con la fase di riscaldamento.

La presa dell'acqua di mare necessaria alla vaporizzazione avviene tramite tre pompe di sollevamento più una spare: si assume che almeno due pompe devono essere in servizio per il funzionamento di uno skid di rigassificazione. Per rimuovere impurezze dall'acqua di mare, sono installati filtri per ciascuna pompa.

Le tre pompe sono posizionate in una vasca dedicata internamente alla FSRU. L'adduzione dell'acqua del porto avviene per mezzo di un'apertura presente sullo scafo.

Caratteristiche delle pompe acqua mare:

- portata di 4.350 m³/h;
- pressione di mandata 5 barg.





B.3.2.8 Trim heater

La FSRU sarà dotata di 4 treni di vaporizzazione, ognuno dei quali avrà come principali apparecchiature 1 pompa ad alta pressione, 1 BOG cooler, 1 vaporizzatore di GNL e 1 ulteriore scambiatore (trim heater).

I trim heater saranno scambiatori a circuito stampato ovvero PCHE (Printed circuit heat exchangers) che consentiranno di ottenere la temperatura desiderata del gas naturale vaporizzato prima dell'invio verso il metanodotto di banchina.

B.3.2.9 Sistema di invio Gas Naturale da FSRU a metanodotto

Il gas naturale in uscita dai vaporizzatori viene quindi sottoposto a misura (non fiscale) e poi inviato al metanodotto onshore. Il sistema di misura, a bordo FSRU, comprende la strumentazione di misura (con gascromatografi per la misura delle qualità e contatori ad ultrasuoni per la misura della quantità) e il sistema di controllo della pressione della sezione di uscita dalla FSRU.

L'invio al metanodotto sarà realizzato mediante 3 bracci di scarico ad alta pressione.

L'impianto prevede un sistema di protezione in caso di sovrappressione (HIPPS) a bordo della FSRU prima delle manichette di scarico GN.

B.3.2.10 Metanodotto onshore fino a sistema PIL

Il metanodotto onshore sarà alimentato dalla FSRU mediante i bracci di scarico appena descritti.

Il fluido rigassificato sarà scaricato ad una temperatura nel range $3^{\circ}\text{C} \pm 50^{\circ}\text{C}$ ed alla pressione nel range 35-75 barg.

La condotta avrà un diametro 20" (DN 500) e correrà dentro la struttura della banchina e si estenderà fino al PIL posizionato ad ovest dell'area di banchina.

Il limite di batteria del Terminale è ubicato presso il Punto di Intercetto Linea (PIL) a monte della valvola di intercetto linea, alla fine del metanodotto di banchina.





B.3.2.11 Sistema di gestione BOG

Negli impianti GNL, nonostante serbatoi, tubazioni e apparecchiature siano opportunamente coibentate per limitare le dispersioni termiche, è comunque fisicamente impossibile annullare il trasferimento di calore dall'ambiente esterno verso il GNL (mantenuto a -160°C). Questo fa sì che il GNL tende a scaldarsi e quindi, seppur in minima parte, a tornare allo stato vapore.

Il BOG (boil-off gas) quindi, è quella quota parte di GNL che a causa dei suddetti input termici torna allo stato vapore.

Altri fattori che determinano la produzione di BOG sono:

- Variazione della pressione (diminuzione) nei serbatoi di stoccaggio di GNL.
- Calore assorbito da macchine operatrici.
- Respirazione dei serbatoi di stoccaggio GNL durante le fasi di Caricamento/Scaricamento.
- Flash adiabatico del GNL durante le fasi di Caricamento/Scaricamento.

La gestione del BOG presente in impianto è effettuata in modo differente in funzione delle condizioni di funzionamento (si veda paragrafo B.3.1.1): la FSRU è dotata di compressori “Low Duty” (LD) e “High Duty” (HD) che vengono attivati nelle condizioni di seguito descritte e sono posizionati nel locale motori elettrici e locale compressori sul ponte principale.

Il BOG generato dall'impianto nella condizione A.1 (servizio di rigassificazione) viene raccolto dal collettore BOG principale e, tramite i compressori LD (K-102A/B), inviato in parte al ricondensatore per il recupero del GNL e in parte ai motori della nave dove viene utilizzato come combustibile per la produzione di energia elettrica per autoconsumo.

I compressori LD saranno 2 (tipicamente uno in marcia ed uno in stand-by) con le seguenti caratteristiche principali:

- Tipo centrifugo.
- Portata $3.000 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Pressione in uscita 2,96 barg.

Durante le operazioni di scarico GNL da nave metaniera (Condizione A.2 Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera), il sistema di gestione del BOG invierà parte dei vapori presenti in impianto alla nave metaniera, in modo da compensare lo svuotamento dei serbatoi della nave metaniera con una portata volumetrica pari al flusso di GNL scaricato. Tale invio avverrà mediante i compressori HD.





I compressori HD saranno 2 con le seguenti caratteristiche principali:

- Tipo centrifugo.
- Portata 28.500 m³/h.
- Pressione in uscita 2,0 barA.

Nel caso in cui il BOG presente nell'impianto non fosse completamente smaltito dal ricondensatore e/o dal ritorno vapori alla nave metaniera, la quota parte di BOG in eccesso sarà inviata ad un sistema di combustione gas (GCU). Tale sistema è composto da bruciatore a induzione con sistema di accensione ridondante, camera di combustione, quattro ventole di combustione e diluizione ed un quadro elettrico dedicato.

B.3.2.12 Reti di servizio

Il Terminale sarà dotato di reti di servizio per aria compressa, azoto, acqua mare, acqua dolce e acqua demineralizzata.

B.3.2.12.1 Aria compressa

L'aria compressa sarà prodotta a bordo della FSRU e tutti i componenti del sistema esposti all'ambiente marino saranno realizzati con materiali appropriati o adeguatamente rivestiti per evitare la corrosione dovuta all'ingresso di aria umida.

A bordo della FSRU gli attuatori delle valvole di controllo saranno alimentati ad aria compressa a 6-8 barg.

I compressori d'aria strumenti saranno 2, del tipo a vite con trasmissione a cinghia, raffreddati a liquido; ognuno di essi ha una portata di 314 Nm³/h con una pressione di mandata di 8 bar. I compressori saranno alloggiati in involucri antirumore che conterranno i motori elettrici di azionamento, i compressori e gli scambiatori di calore. Sarà presente anche un ricevitore di aria compressa da 3 m³ a 8 bar.

Il compressore d'aria strumenti in servizio si avvierà automaticamente quando la pressione scende a 6 bar e si spegnerà nuovamente quando la pressione torna a 8 bar. Quando si verifica un forte consumo d'aria, il primo compressore (in servizio) si avvia al raggiungimento dei 6 bar; se la pressione continua a scendere fino a 5 bar o oltre, si avvia il secondo compressore (in stand-by).

In banchina non è prevista l'installazione di aria compressa; tutte le valvole saranno movimentate da rack di azoto oppure avranno un attuatore elettrico.





B.3.2.12.2 Azoto

La FSRU sarà equipaggiata con due generatori di azoto, installati all'interno della sala macchine, e con un ricevitore da 22 m3. L'azoto gassoso prodotto a bordo verrà utilizzato per i seguenti scopi:

- Pressurizzare l'interbarriera dei serbatoi di GNL.
- Fungere da gas di tenuta per i compressori di alta e bassa pressione.
- Estinguere eventuali fiamme innescate sugli sfiati.
- Flussare le tubazioni (es. linee di carico GNL, linee di BoG).
- Controllare la pressione nel ricondensatore.

In banchina l'azoto sarà prodotto mediante uno skid dedicato e sarà utilizzato principalmente per la movimentazione delle valvole, per il vantaggio continuo dello sfiato di banchina.

B.3.2.12.3 Anidride carbonica

In banchina è previsto l'uso di anidride carbonica (CO₂) per estinguere eventuali fiamme innescate sul vent; la CO₂ sarà stoccata in rack di bombole.

B.3.2.12.4 Sistema Acqua Mare

Si rimanda al paragrafo 0 per la descrizione del sistema acqua di vaporizzazione (acqua mare).

Dettagli sul sistema antivegetativo a bordo della nave FSRU

Si riportano alcuni dettagli sul sistema antivegetativo FSRU.

L'acqua di mare, utilizzata per la vaporizzazione del GNL, sarà addizionata a bordo della FSRU con ipoclorito di sodio per prevenire la proliferazione di organismi marini all'interno del circuito dell'acqua mare e degli scambiatori. Il quantitativo di cloro libero residuo allo scarico sarà al di sotto del limite di 0,2 mg/l indicato dalla normativa vigente (Rif. Allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.). Anche il sistema di acqua mare utilizzata per il sistema di raffreddamento viene addizionato con ipoclorito.

L'elettrolizzatore di ipoclorito di sodio funziona secondo il principio dell'elettrolisi dell'acqua di mare. Il sistema genera la concentrazione di soluzione di ipoclorito per esigenze di clorazione costante.

Il sistema è costituito da due componenti principali, le celle operative e il trasformatore-raddrizzatore. Le celle di generazione formano un sistema di tubazioni attraverso il quale passa l'acqua di mare, mentre il trasformatore/raddrizzatore fa passare una corrente continua, sufficiente alle celle per formare una soluzione diluita di ipoclorito di sodio.





Questa reazione può essere espressa come segue:



La quantità di ipoclorito di sodio formata in una cella è direttamente proporzionale alla quantità di corrente continua che scorre attraverso l'acqua, nell'intervallo di progetto delle condizioni dell'acqua.

Il sistema descritto produce ipoclorito di sodio senza accumulo ed in quantità ben al di sotto dei limiti previsti per i prodotti della categoria E1, tra i quali rientra l'ipoclorito di sodio, alla colonna 2 della parte 1 (100 t) dell'allegato 1 del D.Lgs. 105/2015.

Dettagli sul sistema antivegetativo di banchina

All'interno del Terminale è previsto uno di skid di ipoclorito per il trattamento antivegetativo delle pompe antincendio. Questo sistema, a differenza del precedente, prevede un piccolo stoccaggio di ipoclorito di circa 1,2 m³: l'intero skid sarà dotato di cordolo per la raccolta di eventuali spandimenti.

B.3.2.12.5 Acqua Dolce e Demineralizzata

L'acqua dolce è prodotta a bordo da due generatori, ciascuno dotato di scambiatore di calore con il sistema di propulsione principale per il riscaldamento. L'acqua prodotta dai generatori passa attraverso il filtro di re-indurimento (aumento della durezza, del PH e della componente minerale) ed attraverso lo sterilizzatore agli ioni di argento, prima di essere convogliata nei serbatoi di stoccaggio. Lo sterilizzatore fornisce una riserva di ioni d'argento nell'acqua, mantenendola in una condizione sterile durante la conservazione. L'unità mineralizzante contiene minerali che reagiscono con l'acidità naturale dell'acqua per formare un sale neutro portando il valore del pH ad oltre sette. La nave dispone di due serbatoi di stoccaggio, uno su ogni lato, di capacità pari a circa 190 m³ ciascuno. I serbatoi possono essere riempiti anche da terra mediante opportune prese di riempimento situate a livello del ponte di ormeggio (su entrambi i lati).

L'acqua demineralizzata sarà prodotta a bordo della FSRU secondo necessità.

B.3.2.12.6 Sistema Acque Reflue e Gestione delle Acque Oleose

Si rimanda al paragrafo E.1.





B.3.2.12.7 Stoccaggio e circuito carburanti

La nave FSRU è dotata di serbatoi di stoccaggio di carburanti liquidi, che utilizza per l'alimentazione del sistema di produzione dell'energia elettrica, utilizzata per la propulsione e per la rigassificazione. I carburanti liquidi utilizzabili, in aggiunta e/o in alternativa al gas naturale, sarebbero:

- Marine Diesel Oil (MDO).
- Olio combustibile (Heavy Fuel Oil HFO).

Tuttavia non è previsto uso di Olio Combustibile (HFO) sulla nave, nonostante la FSRU sia dotata di serbatoi di stoccaggio dedicati: tali serbatoi sono stati puliti e bonificati e saranno così mantenuti durante l'esercizio del Terminale.

I carburanti liquidi in genere vengono riforniti mediante attacchi esterni alla nave, posizionati ai lati dei manifold per il trasferimento del gas naturale.

In banchina è previsto uno stoccaggio di gasolio da 25,2 m³ per alimentazione delle pompe antincendio e del gruppo elettrogeno.

B.3.2.13 Sistema di ormeggio

È stato svolto uno studio di ormeggio della FSRU con l'obiettivo di:

- definire un layout di ormeggio che garantisca la massima operabilità del terminale, limitando lo stand-by-meteo;
- definire le soglie operative massime per l'esercizio del terminale in sicurezza;
- definire e limitare gli spostamenti della FSRU al fine di consentire la connessione in sicurezza della FSRU con la banchina (scale, manichette ecc.).

Le analisi sono state effettuate considerando sia la condizione con la sola FSRU ormeggiata alla banchina, sia in condizioni di ormeggio Ship-To-Ship con la nave metaniera affiancata, ormeggiata e connessa con manichette criogeniche.

Sono stati previsti:

- respingenti distribuiti lungo la banchina per garantire l'intera copertura del fianco piatto della FSRU;
- n. 8 punti di ormeggio interni, dotati di bitte/ganci a scocco doppi, della capacità totale di 300 MT ciascuno.





B.3.3 Schema a blocchi e schema di processo

Lo Schema a Blocchi del Terminale è riportato in ALLEGATO B.3.3-1, mentre gli Schemi di Processo Semplificati (PFD) sono forniti in ALLEGATO B.3.3-2.

ALLEGATO B.3.3-1 SCHEMA A BLOCCHI

ALLEGATO B.3.3-2 SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO (PFD) E BILANCI DI MATERIA E ENERGIA





B.3.4 Capacità produttiva

L'impianto sarà progettato con le capacità operative necessarie a garantire i parametri operativi riassunti nella seguente tabella.

Descrizione	Unità	Valore
Capacità serbatoi GNL		
Capacità dei serbatoi FSRU	m ³	141.000
Massimo stoccaggio operativo FSRU	m ³	139.000
Capacità dei serbatoi nave metaniera in discarica	m ³	7.500 ÷ 130.000
Portata		
Massima portata GN di rigassificazione	Sm ³ /h	330.000
Minima portata GN di rigassificazione	Sm ³ /h	25.000
Portata GN di rigassificazione "de minimis"	Sm ³ /h	1.200
Portata GNL di scarico da metaniera da 7.500 m ³	m ³ /h	900
Portata GNL di scarico da metaniera da 30.000 m ³	m ³ /h	2.400
Portata GNL di scarico da metaniera da 130.000 m ³	m ³ /h	7.500
Pressione		
Massima pressione GN ad onshore	barg	85
Pressione operativa GN verso le Utenze	bara	75
Pressione operativa serbatoi FSRU	bara	1,25
Temperatura		
GNL in trasferimento Ship To Ship	°C	-162
Ritorno vapori in trasferimento Ship To Ship	°C	minore di -130
GN all'uscita dalla FSRU	°C	>3; <50
Acqua di mare in ingresso	°C	8
Acqua di mare in uscita	°C	3

Tabella 1 - Capacità produttiva e parametri operativi

Di seguito si riporta la tabella dei flussi annui di sostanze pericolose previsti, sia in entrata che in uscita, precisandone la tipologia di trasporto.

Prodotto	INGRESSO			USCITA		
	Q	UdM	Modalità di trasporto	Q	UdM	Modalità di trasporto
GNL	2.978.400.000	Sm ³	Nave	2.978.400.000	Sm ³	Tubazione
Gasolio	1.000.000	kg	Nave / Autobotte	0	kg	-
Olio Combustibile	0	kg	Nave / Autobotte	0	kg	-
Ipoclorito di sodio	100	kg	Nave / Autobotte	0	kg	-

Tabella 2 – Tabella flussi annui di sostanze pericolose previsti





B.3.5 Informazioni relative alle sostanze pericolose

Le informazioni sulle sostanze e/o miscele pericolose presenti nello Stabilimento e riportate in Allegato 1 del D.Lgs. 105/15, sono contenute nelle schede di sicurezza riportate in **Allegato I.2**. Tali schede sono fornite a titolo di esempio, non essendo in questa fase ancora disponibili quelle specifiche dei Fornitori che saranno selezionati durante l'operatività del Terminale.

Le schede di Sicurezza sono elaborate in accordo al Regolamento "Registration, Evaluation, Authorisation and restriction of Chemical substances – REACH e 1272/2008/CE Classification, Labelling and Packaging – CLP".

B.3.5.1 Classificazione delle sostanze

La principale sostanza pericolosa ai sensi del D.Lgs. 105/15 all'interno del Terminale di Porto Torres sarà il Gas Naturale, sia liquefatto che in fase gas, una miscela di composizione variabile il cui componente principale è il metano.

Presso il terminale saranno presenti altre sostanze ricomprese tra quelle riportate in Allegato 1 al D.Lgs. 105/15 che, tuttavia, non costituiranno possibili fonti di incidenti rilevanti, in virtù delle quantità detenute, delle condizioni in cui sono stoccate/processate e delle misure di prevenzione/protezione e di mitigazione dei rilasci adottate. Tra queste rientrano in particolare:

- il gasolio, utilizzato sia a bordo della FSRU che in banchina a servizio del generatore di emergenza e delle motopompe antincendio;
- l'olio combustibile, utilizzabile a bordo della FSRU come combustibile, che tuttavia non sarà presente;
- l'ipoclorito di sodio, utilizzato come antivegetativo per prevenire la crescita di organismi marini nei sistemi ad acqua di mare.

Tali sostanze saranno presenti in quantità significativamente inferiori rispetto ai limiti indicati nell'Allegato 1 del D.Lgs. 105/15 e saranno stoccate e movimentate in modo che eventuali perdite siano contenute e che la possibilità di contaminazione dei recettori ambientali sia estremamente remota. In particolare l'ipoclorito di sodio per la FSRU sarà prodotto in situ mediante il sistema antivegetativo già descritto e all'interno del Terminale pertanto ne è previsto un piccolo stoccaggio dedicato al solo sistema antincendio di banchina.

Saranno inoltre presenti oli di lubrificazione delle macchine e/o dei motori a bordo della FSRU: comunemente tali oli sono caratterizzati dall'assenza di classificazione come sostanze pericolose ai sensi del Regolamento CE n. 1272/2008 e s.m.i. CLP.





Le sostanze classificate come pericolose ai sensi del D.Lgs. 105/2015 previste presso lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza sono riportate nella tabella seguente e, con riferimento al medesimo Decreto, sono corredate con la classificazione di pericolo e le frasi di rischio H secondo il Regolamento CE n. 1272/2008 e s.m.i.

SOSTANZA	CLASSIFICAZIONE REGOLAMENTO CLP 1272/2008
Gas naturale	H220 – Gas estremamente infiammabile
Gasolio	H226 – Liquido e vapori infiammabili H304 – Nocivo: può provocare danni ai polmoni in caso di ingestione e penetrazione nei polmoni H315 – Provoca irritazione cutanea H332 – Nocivo se inalato H351 – Sospettato di provocare il cancro H373 – Può provocare danni agli organi in caso di esposizione ripetuto o prolungata H411 – Tossico per gli organismi acquatici, può provocare a lungo termine effetti negativi per l'ambiente acquatico
Olio Combustibile	H332 - Nocivo se inalato H350 - Può provocare il cancro H361d - Sospettato di nuocere al feto H373 - Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata o ripetuta (sangue, timo, fegato) H400 - Molto tossico per gli organismi acquatici H410 - Molto tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata
Ipoclorito di Sodio	H290 - Può essere corrosivo per i metalli H314 - Provoca gravi ustioni cutanee e gravi lesioni oculari H410 - Molto tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata.

Tabella 3 - Classificazione delle sostanze pericolose presenti

Per quanto riguarda la sostanza principale, il gas naturale è un gas infiammabile non tossico composto da una miscela di metano (CH₄), che è il componente principale, e piccole quantità di altri idrocarburi leggeri che può variare entro limiti definiti, a seconda della provenienza.

Il GNL è ottenuto raffreddando il gas naturale a una temperatura inferiore al punto di ebollizione (a pressione atmosferica) di circa -162 °C. Questo processo di liquefazione riduce il volume del gas di un fattore 600, rendendolo uno stato molto più efficiente per lo stoccaggio e il trasporto.

Quando il GNL viene riscaldato e torna allo stato gassoso, è infiammabile in un intervallo di concentrazioni in aria variabile in funzione dell'esatta composizione del GNL stesso. Prendendo a riferimento il metano, suo costituente principale, il limite inferiore di infiammabilità è pari a 4,4% (44.000 ppm) e quello superiore è pari a 15% (150.000 ppm) circa.

Il GNL ha un punto di infiammabilità di -187 °C e una temperatura di autoaccensione di circa 650 °C.





Nelle seguenti tabelle sono riportate le proprietà fisiche previste per il Gas Naturale in uscita dal Terminale e due esempi di composizione tipica del GNL in arrivo al Terminale.

Proprietà	Valore di accettazione	Unità di misura
Acido solfidrico (H ₂ S)	<6	mg/Sm ³
Zolfo mercaptano	<15	mg/Sm ³
Zolfo totale	<150	mg/Sm ³
Potere calorifico lordo	38,18 ÷ 43,18	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe	47,31 ÷ 52,13	MJ/Sm ³
Regolazione dell'indice di Wobbe	52,13 ÷ 53,17	MJ/Sm ³
Densità GNL	430 ÷ 470	Kg/m ³

Tabella 4 - Proprietà fisiche accettabili secondo il Codice di Rete

Componente	Unità di Misura	GNL leggero	GNL pesante
Metano	% mol	97,256	89,570
Etano	% mol	1,741	6,890
Propano	% mol	0,069	2,610
Normal Butano	% mol	0,113	0,480
Iso Butano	% mol	0,008	0,300
Normal Pentano	% mol	0,000	0,020
Iso Pentano	% mol	0,002	0,030
Azoto	% mol	0,812	0,100
Densità liquido	kg/m ³	448,75	462,54
Indice di Wobbe	MJ/Sm ³ kcal/Sm ³	51,76 12363	52,387 12512
Temperatura (nota 1)	°C	-162	-162

Tabella 5 - Composizione del GNL

Come si evince dalla tabella sopra riportata, il costituente principale del gas naturale (sia che si tratti di “GNL leggero” che di “GNL pesante”) è il metano che, pertanto, è stato preso a riferimento per la simulazione delle conseguenze degli scenari incidentali.

La composizione del GNL che potrà essere presente nei serbatoi del terminale, sulla base delle provenienze delle forniture ipotizzabili, è rappresentata in Tabella 5.

Per la modellazione degli scenari incidentali, è stato considerato il caso più conservativo tra le composizioni “GNL leggero” e “GNL pesante” rappresentato dal caso “GNL pesante”. Inoltre per tutte le simulazioni della presente analisi la composizione utilizzata rispetta le percentuali in moli.





B.3.5.2 *Fasi dell'attività in cui le sostanze intervengono o possono intervenire*

Le fasi delle attività in cui le sostanze intervengono, possono essere ricavate:

- dallo schema generale a blocchi;
- dagli schemi dei singoli impianti.

In particolare, il GNL interviene nelle fasi operative di scarico nave metaniera, stoccaggio e rigassificazione.

Il Gas Naturale ed il BOG intervengono nelle fasi operative di scarico nave metaniera, stoccaggio, rigassificazione, ed invio al metanodotto onshore.

Il gasolio sarà utilizzato per l'alimentazione del generatore di emergenza e della motopompa antincendio.

L'olio combustibile potrebbe essere usato come combustibile per i motori della nave FSRU ma non ne è previsto l'uso.

L'ipoclorito di sodio sarà utilizzato come antivegetativo per prevenire la crescita di organismi marini nei sistemi ad acqua di mare.

B.3.5.3 *Quantità effettiva massima prevista*

Le quantità massime delle sostanze rientranti nell'Allegato 1 del D.Lgs. 105/15 presenti in impianto sono riportate nella tabella in **Allegato I.4** al presente documento.

Le tabelle seguenti riportano i quantitativi totali di sostanze (o categorie di sostanze) presenti all'interno dello Stabilimento (impianti e stoccaggi), classificate come pericolose e rientranti nel campo di applicazione del D.Lgs. 105/2015 (Allegato 1).

Il gas naturale rientra tra le sostanze pericolose specificate nella parte 2 dell'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15, "18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL), e gas naturale" e sarà presente in quantità maggiori rispetto alla soglia superiore di cui al succitato allegato (200 t). La sua pericolosità è legata principalmente alla elevata infiammabilità (indicazione di pericolo H220).

Il gasolio e l'olio combustibile rientrano tra le sostanze pericolose specificate nella parte 2 dell'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15, "34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi". Saranno presenti a temperatura atmosferica all'interno di serbatoi di stoccaggio dedicati. La principale caratteristica di pericolosità per entrambi i prodotti, nelle condizioni di utilizzo previste, è la tossicità nei confronti dell'ambiente acquatico (indicazione di pericolo H411).





L'ipoclorito di sodio, che rientra nella categoria E1 di cui alla parte 1 dell'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15, "Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità acuta 1 o di tossicità cronica 1" (indicazione di pericolo H410), verrà prodotto in situ mediante il sistema antivegetativo (si rimanda per la sua descrizione al paragrafo B.3.2.12.4) e sarà effettivamente stoccato a bordo FSRU in quantità non significativa per usi non legati al processo di rigassificazione (in particolare per il trattamento acque, in quantità inferiore al 2% della quantità limite corrispondente secondo l'allegato 1 del D.Lgs. 105/2015 e in un locale di stoccaggio dedicato ai prodotti chimici); all'interno del Terminale ne è previsto un piccolo stoccaggio dedicato al sistema antincendio di banchina (1,2 m³).

Come anticipato in premessa, il Terminale ricade nel campo di applicazione dell'art. 15 D.Lgs. 105/2015 in quanto nei suoi impianti e stoccaggi sono presenti sostanze pericolose in quantitativi superiori a quelli riportati in allegato 1 al citato decreto, colonna 3.

Di seguito sono riportati i calcoli per la determinazione del campo di applicazione del citato decreto. L'assoggettabilità al citato decreto si determina valutando se le sommatorie dei rapporti (R) tra le quantità delle sostanze presenti (Q) e le soglie delle stesse riportate nell'allegato 1, colonna 3, parte 1 e 2 è maggiore o uguale a 1.

La Tabella 7 riporta le sostanze presenti suddivise secondo le categorie dell'Allegato 1 del citato decreto, con le relative soglie di riferimento.





Sostanze pericolose che rientrano nelle categorie di cui all'allegato 1, parte1, del decreto di recepimento della Direttiva 2012/18/UE						
<i>Categorie delle sostanze pericolose</i>	<i>Categoria di pericolo di cui all'allegato 1, parte 1</i>	<i>Quantità presente</i>	<i>Requisiti di soglia inferiore</i>	<i>Requisiti di soglia inferiore</i>	<i>Indice di assoggettabilità per "stabilimenti di soglia inferiore"</i>	<i>Indice di assoggettabilità per "stabilimenti di soglia superiore"</i>
		<i>q [t]</i>	<i>Q_{LX} [t]</i>	<i>Q_{UX} [t]</i>	<i>q_s/Q_{LX}</i>	<i>q_s/Q_{UX}</i>
Sezione E - Pericoli per l'ambiente						
E1 Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità acuta 1 o di tossicità cronica 1		1	100	200	0,012	0,006
<i>Ipoclorito di sodio</i>	<i>E1</i>	<i>1,4</i>	<i>100</i>	<i>200</i>	<i>0,014</i>	<i>0,007</i>
Sostanze pericolose elencate nell'allegato 1, parte 2 e che rientrano nelle sezioni/voci di cui all'allegato 1, parte1, del decreto di recepimento della Direttiva 2012/18/UE						
<i>Denominazione sostanza</i>	<i>Categoria di pericolo di cui all'allegato 1, parte 1</i>	<i>Quantità presente</i>	<i>Requisiti di soglia inferiore</i>	<i>Requisiti di soglia superiore</i>	<i>Indice di assoggettabilità per "stabilimenti di soglia inferiore"</i>	<i>Indice di assoggettabilità per "stabilimenti di soglia superiore"</i>
		<i>q [t]</i>	<i>Q_{LX} [t]</i>	<i>Q_{UX} [t]</i>	<i>q_s/Q_{LX}</i>	<i>q_s/Q_{UX}</i>
18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL), e gas naturale (cfr. nota 19)		67.641	50	200	1.352,813	338,203
<i>Gas Naturale</i>	<i>P2</i>	<i>67.641</i>	<i>50</i>	<i>200</i>	<i>1.352,813</i>	<i>338,203</i>
34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi		6.744	2.500	25.000	2,698	0,270
<i>Gasolio</i>	<i>P5c, E2</i>	<i>421</i>	<i>2.500</i>	<i>25.000</i>	<i>0,168</i>	<i>0,017</i>
<i>Olio Combustibile</i>	<i>E1</i>	<i>6.331</i>	<i>2.500</i>	<i>25.000</i>	<i>2,532</i>	<i>0,253</i>

Tabella 6 - Quantitativi di sostanze pericolose previste





Applicazione delle regole per i gruppi di categorie di sostanze pericolose di cui alla nota 4 dell'allegato 1, punti a, b e c, del decreto di recepimento della Direttiva 2012/18/UE			
Colonna 1		Colonna 2	Colonna 3
Gruppo		Sommatoria per "stabilimenti di soglia inferiore"	Sommatoria per "stabilimenti di soglia superiore"
		q_x/Q_{LX}	q_x/Q_{UX}
a)	<i>Sostanze pericolose elencate nella parte 2 che rientrano nella categoria di tossicità acuta 1, 2 o 3 (per inalazione) o nella categoria 1 STOT SE con le sostanze pericolose della sezione H, voce da H1 a H3 della parte 1</i>	0,000	0,000
b)	<i>Sostanze pericolose elencate nella parte 2 che sono esplosivi, gas infiammabili, sostanze e miscele autoreattive, perossidi organici, liquidi e solidi piroforici, liquidi e solidi comburenti, con le sostanze pericolose della sezione P, voce da P1 a P8 della parte 1</i>	1.352,981	338,220
c)	<i>Sostanze pericolose elencate nella parte 2 che rientrano tra quelle pericolose per l'ambiente acquatico nella categoria di tossicità acuta 1 o nella categoria di tossicità cronica 1 o 2 con le sostanze pericolose della sezione E, voci da E1 ad E2 della parte 1</i>	2,715	0,277

Tabella 7 - Inquadramento del Terminale rispetto al D.Lgs. 105/2015





B.3.5.4 Comportamento chimico-fisico nelle condizioni normali di utilizzazione durante il processo

In condizioni operative normali il GNL e del 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 a evaporare, portandosi allo stato gassoso e generando BOG. Il progetto del Terminale considera tale caratteristica e prevede sistemi di recupero del BOG evaporato e sistemi di protezione da eventuali sovrappressioni dimensionati adeguatamente.

B.3.5.5 Sostanze originabili da possibili anomalie di esercizio

Presso il Terminale non saranno effettuati processi chimici ma unicamente operazioni di cambiamento di fase del GNL (vaporizzazione per produzione di gas naturale), operazioni di stoccaggio e trasferimento (scarico nave metaniera, invio a metanodotto onshore) e operazioni di miscelazione del gas naturale con gas inerte (azoto) all'interno del ricondensatore (solo durante particolari fasi operative).

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.

B.3.5.6 Incompatibilità delle sostanze

Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti ed è incompatibile con alogeni e sostanze fortemente ossidanti (non presenti in impianto).

Data inoltre la caratteristica principale di infiammabilità del Gas Naturale, la principale sostanza che può favorire l'insorgere di incendi e/o esplosioni è l'aria, qualora si trovi in miscela con vapori di idrocarburi in concentrazione compresa entro i limiti di infiammabilità.

La progettazione e la conduzione degli impianti sono tese quindi ad annullare, o quantomeno a minimizzare le occasioni di contatto tra vapori idrocarburici ed aria. A tale scopo, per esempio, si massimizzano le configurazioni in cui si ha convogliamento degli scarichi di gas a vent che, favorendo la dispersione in quota, prevengono la formazione incontrollata di nubi di gas potenzialmente esplosive.





C SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

C.1.1 Problemi noti di salute e sicurezza dell'impianto

Problemi di salute

Il Terminale non presenta particolari rischi per quanto riguarda aspetti inerenti alla sanità, se non pericolo di asfissia in caso di fuoriuscite in ambienti confinati/congestionati; infatti la principale sostanza trattata nell'impianto è il Gas Naturale, sostanza non tossica, né cancerogena.

Problemi noti di sanità sono legati ad infortuni sul lavoro nel suo termine più generale.

Per ulteriori dettagli, si rimanda alla consultazione delle Schede di Sicurezza riportate in allegato, che contengono le proprietà chimico-fisiche e tossicologiche delle sostanze impiegate.

Incendi ed esplosioni

Per quanto riguarda la sicurezza, i problemi principali sono legati all'infiammabilità del gas naturale che può dare origine, in caso di rilascio, a fenomeni di incendio o esplosione che possono tuttavia verificarsi solamente in circostanze fisiche molto limitate. Infatti, il campo di infiammabilità del metano, principale componente del GNL, è compreso tra il 4,4% e il 15% in volume in una miscela d'aria, mentre l'auto-ignizione avviene solo a temperature molto elevate (superiori a 500 °C).

Inoltre, affinché una nube di gas naturale possa innescarsi, è necessaria la presenza di una sorgente di ignizione a elevata energia, come dimostrato da test sperimentali. Ad esempio, l'articolo "Tests and Studies on Pressurized LNG Leakage and Dispersion", SHU XIAOQIN, ZHAO XIN - China Huanqiu Contracting & Engineering (Beijing) Co. Ltd., presentato alla 19ª conferenza internazionale sul GNL tenutasi a Shanghai nel 2019, descrive alcune prove sperimentali dove non è stato possibile innescare i vapori di GNL utilizzando scintille elettriche, anche dopo svariati tentativi, ma si è dovuto ricorrere all'utilizzo di una griglia a carbone. Anche in questo modo, tuttavia, sono serviti diversi minuti prima che la nube si innescasse; prima dell'innescamento, sono stati osservati solamente fenomeni di combustione locali intorno alla griglia, senza che la fiamma fosse in grado di propagarsi all'indietro verso la sorgente di rilascio del GNL.

In generale, in funzione della fase rilasciata (liquida o vapore) possono instaurarsi i seguenti scenari incidentali (si vedano anche le descrizioni riportate nella "Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate" della Direzione Centrale Prevenzione e Sicurezza Tecnica del CNVVF):





- Rilasci in fase liquida (GNL)

In caso di rilascio in fase liquida, il primo effetto che si presenta è la vaporizzazione istantanea di una parte del GNL fuoriuscito (flash), se mantenuto a temperatura superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica, per effetto dell'espansione dalle condizioni di processo alla pressione atmosferica. Il fenomeno del flash è tanto più significativo quanto maggiore è la differenza tra la temperatura a cui il GNL si trova all'interno della sezione interessata dal rilascio e la temperatura di equilibrio alla pressione atmosferica (temperatura di ebollizione) e, nel caso del GNL (temperature di poco superiori alla temperatura di ebollizione), la frazione di GNL che vaporizza per flash risulta in generale estremamente contenuta.

Relativamente alla quota parte di GNL che non vaporizza istantaneamente (flash) si possono presentare tre diversi casi:

1. Getto liquido stabile: se il liquido si trova al di sotto del punto di ebollizione alla pressione ambiente e fuoriesce come un getto di liquido intatto. In questo caso, il getto liquido riceve poco calore dall'aria circostante e ci si può aspettare che rimanga tutto liquido fino a quando non incontra una superficie, formando una pozza che, in presenza di innesco, originerà un Pool Fire. In assenza di innesco, il gas naturale tenderà a evaporare per scambio termico sia con la superficie su cui si è accumulato, sia con l'aria ambiente, formando una nube che si disperderà in atmosfera e che, in presenza di una sorgente di innesco ritardata, darà luogo a un Flash Fire o, in presenza di aree congestionate o confinate, a una UVCE;
2. Getto meccanicamente frammentato: se il liquido è al di sotto del punto di ebollizione alla pressione ambiente e fuoriesce come uno spruzzo di goccioline (spray). In questo caso il GNL non vaporizzato istantaneamente tenderà a evaporare per effetto dello scambio termico con l'atmosfera, prima di toccare il suolo. La quota parte che evapora è funzione, principalmente, dei seguenti fattori:
 - Condizioni ambientali: temperatura elevata, condizioni di elevata velocità del vento e condizioni atmosferiche turbolente favoriscono l'evaporazione.
 - Frazionamento del getto: quanto più piccola è la dimensione delle gocce (ovvero, quanto maggiore è il rapporto tra superficie e volume delle gocce), quanto maggiore sarà il rateo di evaporazione.
Il frazionamento meccanico del getto è favorito dalle pressioni più elevate e dalle dimensioni del foro più piccole.
 - Turbolenza del getto: se la pressione è elevata, le gocce che si formano nel jet vengono sostenute in aria dalla forte turbolenza del getto.





- Quota di rilascio: quanto maggiore è la quota a cui viene rilasciato il GNL, tanto maggiore sarà il tempo che intercorre prima che le gocce tocchino terra e, quindi, tanto maggiore sarà la quantità di GNL evaporata.

La quota parte di GNL che non è vaporizzato istantaneamente (flash) e non è evaporato prima di toccare il suolo, prende il nome di “rain-out” e contribuisce alla formazione di una pozza di liquido sul terreno.

Gli scenari incidentali che possono presentarsi in caso di rilascio di GNL in forma di spruzzo di goccioline (spray) sono, quindi, i seguenti:

- In presenza di una sorgente di innesco immediata, la frazione di GNL vaporizzata (flash più evaporazione delle gocce per scambio termico con l’aria atmosferica) può generare un Jet Fire. Una volta formato, il calore sviluppato dal Jet Fire contribuirà in modo importante all’evaporazione del GNL che continua a fuoriuscire, oltre a generare una maggiore turbolenza, entrambe condizioni favorevoli per sostenere il Jet Fire stesso.
- Pool Fire, in caso di innesco della pozza formatasi per effetto del rain-out.
- Dispersione del gas naturale (flash più evaporazione delle gocce per scambio termico con l’aria atmosferica più evaporazione dalla pozza formatasi per effetto del rain-out), con formazione di una nube infiammabile che, in presenza di una sorgente di innesco ritardato, può originare un Flash Fire o, in presenza di aree congestionate o confinate, una VCE o una UVCE.

3. Getto bifase: se il liquido è contenuto a una pressione significativa, maggiore della pressione atmosferica, e la sua temperatura è superiore al punto di ebollizione alla pressione atmosferica. Rispetto ai casi precedenti, la frazione di rain-out risulta minore e, pertanto, il rischio connesso allo sviluppo di Pool Fire risulta meno significativo. Al contrario, a parità di portata rilasciata, un eventuale Jet Fire presenterà conseguenze più severe.

- Rilasci in fase gas (GN)

Gli eventi conseguenti potrebbero essere:

- Jet Fire, in presenza di innesco immediato;
- Dispersione del gas naturale, con formazione di nube infiammabile che, in presenza di una sorgente di innesco ritardato, può originare un Flash Fire o, in presenza di aree congestionate o confinate, una VCE o una UVCE.

La probabilità che l’innesco di una nube di gas infiammabile determini un’esplosione di nube anziché un Flash Fire, dipende essenzialmente dalla geometria del luogo ove la nube si estende e dalla massa nei limiti di infiammabilità.





- Roll-over

Un fenomeno caratteristico del GNL è rappresentato dal “Roll-Over” o “Basculamento”. Il fenomeno del rollover si può verificare in un serbatoio di stoccaggio di GNL a causa di una mancata miscelazione di prodotto fresco con il prodotto già presente, a cui consegue la formazione di due strati a diversa densità. Tale stratificazione, a causa degli scambi di calore tra il serbatoio e l’ambiente esterno, può comportare un rimescolamento brusco delle due masse, con una rapida produzione di vapore e conseguente rapido aumento di pressione. Questo fenomeno è molto noto nell’industria del GNL ed è testimoniato da un evento accaduto a Panigaglia (SP) nel 1971, che ha comportato il rilascio (non innescato) in atmosfera di gas naturale attraverso la valvola di sicurezza e il vent.

I serbatoi di GNL sono oggi progettati con una serie di precauzioni che consentono di rendere marginale il rischio connesso al fenomeno del roll-over. In particolare:

- Riempimento dei serbatoi: sono previste, per ciascuna tanica, immissioni di liquido sia sul fondo, sia nella parte più alta.
- Monitoraggio del Boil Off Gas: i serbatoi di stoccaggio del GNL saranno equipaggiati con un sistema di regolazione della pressione che agisce direttamente sui sistemi di gestione del BOG. Saranno inoltre presenti su ciascun serbatoio sistemi tra di loro indipendenti per la messa in sicurezza in caso di aumenti incontrollati di pressione (PSD per massima pressione, PSV).
- Misura della temperatura / densità lungo la verticale del serbatoio: I serbatoi di stoccaggio del GNL saranno equipaggiati con sonde di temperatura a diverse altezze e misuratori di densità.
- Ricircolo (per cooling down): Il ricircolo del GNL all’interno di ciascun serbatoio di stoccaggio sarà garantito dalle pompe di ricircolo (“Spray/stripping pumps”).

Sulla base delle precauzioni previste dal progetto, la possibilità del fenomeno di roll-over risulta remota: si rimanda tuttavia al paragrafo C.4 per ulteriori considerazioni.

In ogni caso, i sistemi di protezione contro la sovrappressione nei serbatoi di stoccaggio (PSV) sono stati dimensionati per proteggere dal cedimento strutturale degli stessi.





- Rapid Phase Transition (RPT)

Un altro fenomeno teoricamente possibile presso impianti che trattano GNL è la Transizione Rapida di Fase, che consiste in un fenomeno fisico di rapido cambiamento di fase del GNL, qualora questo venga a contatto con l'acqua.

Come riportato nella linea guida emessa dalla Direzione Centrale Prevenzione e Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco “Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate”, anche se intensamente studiate nei laboratori, le transizioni rapide di fase derivanti dal contatto di GNL con acqua sono state rare e con conseguenze limitate alla zona ove è avvenuto lo sversamento.

Considerato quanto sopra, si ritiene che un eventuale fenomeno di RPT abbia conseguenze comunque limitate alla zona del rilascio e, come mostrato dai fenomeni di RPT accaduti, non in grado di causare danni gravi ed effetti domino e, pertanto, non è stato preso in considerazione nell'Analisi di Rischio di incidenti rilevanti.

C.1.2 Esperienza storica relativa a incidenti

L'analisi statistica degli eventi incidentali già occorsi nell'impiego di una determinata sostanza e su impianti simili fornisce sempre un utile strumento cognitivo per l'identificazione dei rischi e per l'implementazione di efficienti misure di sicurezza atte a prevenirli.

L'industria del GNL, con tutta la sua filiera, non è una tecnologia innovativa; il gas naturale liquefatto è prodotto, manipolato, stoccato e distribuito in sicurezza da tantissimi anni e l'industria del GNL sebbene abbia, come tutte, riscontrato eventi incidentali, presenta ottimi precedenti in tutto il mondo per quanto riguarda la sicurezza. L'incredibile record di sicurezza detenuto dal settore GNL, se paragonato alle raffinerie e ad altri impianti petrolchimici, sta nel fatto che, ad eccezione dell'evento incidentale di Cleveland del 1944, tutti gli infortuni o decessi correlati a questa industria, sono stati sempre limitati all'interno degli impianti. Inoltre, non si sono mai verificati incidenti mortali nel settore del trasporto via nave¹. Rilasci di vapori di GNL e incendi non devastanti si sono verificati nel corso della storia, ma gli impatti sono stati sempre limitati all'interno degli stessi impianti e le emergenze sono sempre state prontamente gestite dal personale addetto.

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.

¹ CH IV International, *The LNG Specialist, Safety History of International LNG Operations*, Hanover, Maryland, USA, December 2006. Technical Document TD-02109. www.CH-IV.com.





C.1.2.1 *Analisi storica esterna da banca dati FACTS*

Per l'analisi dell'esperienza storica esterna è stata consultata la banca dati FACTS, acronimo di "Failure and Accidents Technical information System"; si tratta di un database di incidenti che contiene informazioni su più di 25.700 incidenti industriali che coinvolgono sostanze o merci pericolose che si sono verificati in tutto il mondo nel corso degli ultimi 90 anni, sviluppato dall'olandese TNO Industrial and External Safety e mantenuto da Unified Industrial & Harbour Fire Department di Rotterdam-Rozenburg.

Si riportano di seguito i 57 incidenti più significativi, assimilabili alle condizioni operative del presente progetto, in cui è prevista la presenza di GNL.

Si sottolinea che l'analisi comprende anche tipologie di incidenti non pertinenti all'installazione in esame in quanto relativi ad apparecchiature che non saranno presenti nel Terminale o al trasporto su strada.

Fase Attività	n.	Anno	Paese	Descrizione
Stoccaggio	1	2014	USA	L'esplosione di un vessel ha causato la rottura di un serbatoio criogenico con rilascio di GNL
	2	2009	CN	Un blocco di rinforzo in rete di acciaio è caduto su un serbatoio di GNL in costruzione
	3	1997	GB	Rilascio di gas naturale dal serbatoio GNL durante la modifica al tetto del serbatoio per l'installazione di un densitometro
	4	1997	GB	Rilascio di GNL a causa della rottura di una guarnizione
	5	1989	GB	Rilascio di GNL a causa del raffreddamento di una tubazione e successiva ignizione nel bruciatore
	6	1983	USA	Incendio in seguito alla rottura di un serbatoio di sovratensione di GNL a causa di una sovrapressione idraulica
	7	1983	USA	Rilascio di GNL
	8	1979	USA	Esplosione dovuta al rilascio di GNL su un circuito elettrico per perdita da una pompa
	9	1978	UAE	Rilascio di GNL da due serbatoi
	10	1973	GB	In seguito ad una modifica il serbatoio risultava più leggero rispetto al precedente, questo ha causato stratificazione, ribaltamento e rilascio di GNL tramite valvole
	11	1973	USA	Esplosione di un serbatoio di GNL
	12	1944	USA	Esplosione e incendio di serbatoi di GNL





Fase Attività	n.	Anno	Paese	Descrizione
Processo	13	2009	USA	Un'autocisterna di GNL è entrata in un edificio non idoneo per i lavori di manutenzione e ha causato un'esplosione
	14	2004	DZ	Esplosione causata dalla rottura catastrofica di uno scambiatore di calore
	15	1985	USA	Incendio causato dal rilascio di GNL da un vessel per la rottura di una piastra di riparazione
	16	1984	USA	Esplosione causata da un guasto al drenaggio
	17	1983	RI	Esplosione causata dal blocco di una valvola sulla linea di blowdown
	18	1981	USA	Esplosione in un impianto di compressione
	19	1972	CDN	Esplosione in un impianto di liquefazione di GNL
	20	1966	D	Esplosione causata dalla rottura della linea di aspirazione di un compressore
Trasporto (strada)	21	2011	AUS	La valvola limitatrice di un'autocisterna si è aperta causando rilascio di GNL
	22	2011	E	Autocisterna trasportante GNL si è schiantata contro un autocarro causando incendio
	23	2008	CN	Esplosione causata dal rilascio di GNL da una saldatura
	24	2008	USA	Rilascio di GNL a causa del ribaltamento di un'autocisterna
	25	2007	CN	Serbatoi di GNL esplosi a causa dell'incendio di un furgone
	26	2006	USA	Rilascio di GNL da un'autocisterna a causa di una collisione tra veicoli
	27	2005	USA	Incendio causato dalla perdita di GNL da un'autocisterna
	28	2003	USA	Ribaltamento di un furgone che trasportava GNL
	29	2002	E	Un'autocisterna contenente GNL si è ribaltata causando un'esplosione
	30	1998	USA	Ribaltamento di un'autocisterna ha causato un incendio
	31	1993	USA	Autocisterna trasportante GNL ribaltata
Trasporto (piping)	32	2012	ADN	Un attacco terroristico a una condotta di GNL ha causato un incendio
	33	2005	WAN	Una perdita da una condotta innescata da un incendio ha causato un'esplosione
	34	1995	J	Incendio causato dalla rottura di una condotta a causa di una frana
	35	1992	USA	Una ruspa ha rotto due tubazioni causando il rilascio di GNL
	36	1980	DZ	Rottura di due condotte
	37	1979	USA	Un rimorchiatore ha rotto una condotta causando un'esplosione
	38	1973	USA	Rottura di una condotta di GNL a causa di riparazioni inadatte ha causato un'esplosione





Fase Attività	n.	Anno	Paese	Descrizione
Navigazione	39	2012	QA	Durante la manutenzione della boa di ormeggio con un rimorchiatore si è verificata un'esplosione
	40	2008	USA	Un trasportatore GNL ha perso potenza per un malfunzionamento della pompa di alimentazione della caldaia e si è spostato verso la costa
	41	1999	TT	Un trasportatore GNL ha avuto un guasto al motore e ha danneggiato un molo
	42	1982	P	L'incendio nella sala macchine della petroliera GNL ha causato l'affondamento
	43	1980	J	Incaglio di una nave cisterna di GNL
	44	1979	G.MEX	Incaglio di una nave cisterna di GNL
	45	1979	G.MEX	Foro nell'isolamento di una nave cisterna di GNL
	46	1979	MEDIT	Incaglio di una nave cisterna di GNL
	47	1979	ATLANTIC	Esplosione del motore di una nave cisterna di GNL
	48	1978	---	Incaglio di una nave cisterna di GNL
Trasbordo	49	2011	AUS	Rilascio di GNL durante il caricamento di una nave cisterna al terminale
	50	2008	B	Un fulmine ha colpito una tubazione di una nave cisterna di GNL causando un incendio
	51	2006	HKJ	Durante lo scarico un tubo dell'autocisterna è esploso provocando un incendio sul pontile
	52	2002	USA	Durante lo scarico di GNL da un'autocisterna, il conducente ha colpito la tubazione provocando il rilascio di GNL e successiva esplosione
	53	1980	RP	Trasferimento del carico di GNL da una petroliera a una nave cisterna
	54	1979	USA	Rilascio di GNL per rottura del ponte di una nave cisterna durante lo scarico
	55	1976	EC	Esplosione di un serbatoio durante lo scarico di GNL per cortocircuito
	56	1971	I	Rilascio di GNL dalle valvole di sicurezza di un serbatoio a causa di una sovrappressione durante lo scarico
	57	1965	GB	Incendio causato dal rilascio di GNL da un serbatoio durante lo stoccaggio

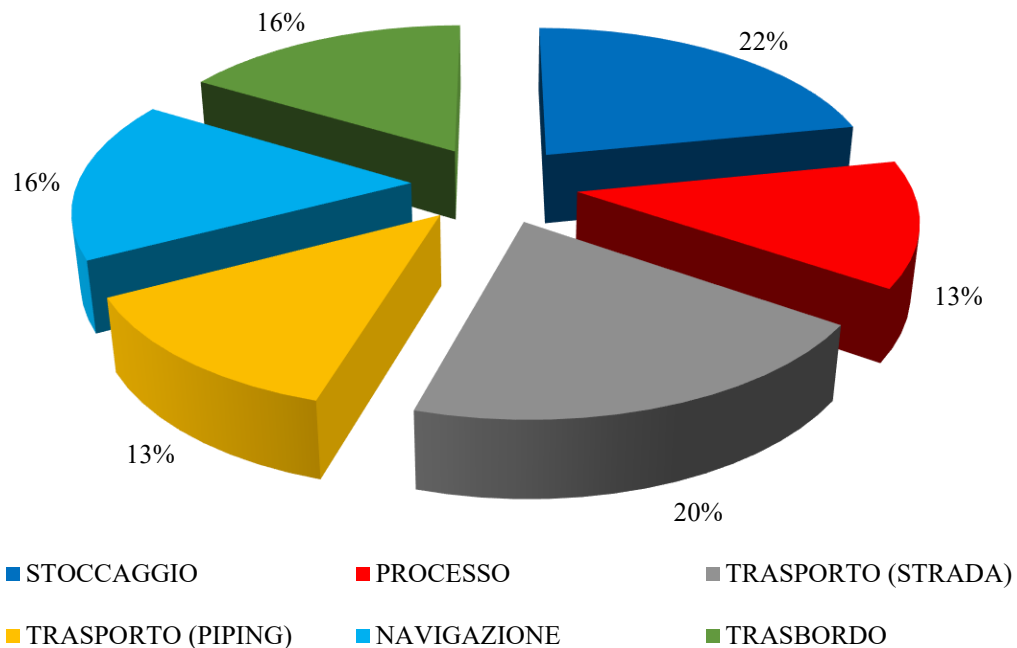
Tabella 8 - Eventi incidentali da banca dati FACTS





La maggior parte degli incidenti legati al GNL è attribuibile allo stoccaggio e al trasporto su strada, come si evince dal seguente grafico.

EVENTI INCIDENTALI GNL



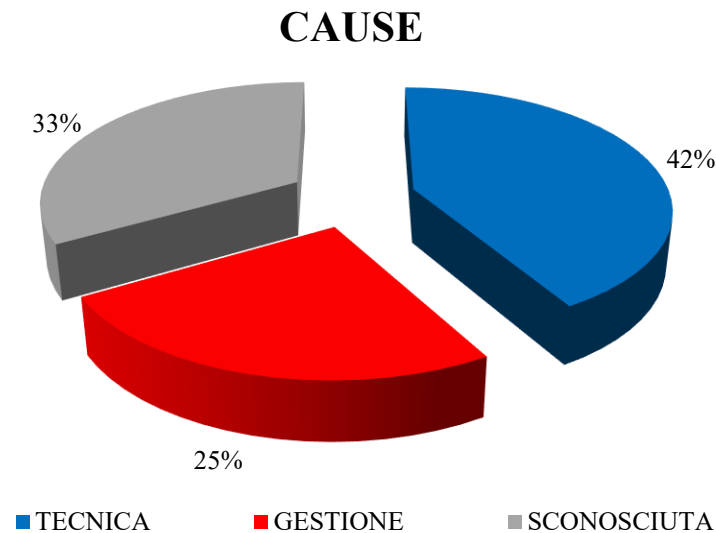
Si riporta di seguito un dettaglio delle cause e delle conseguenze degli incidenti per le diverse categorie individuate.



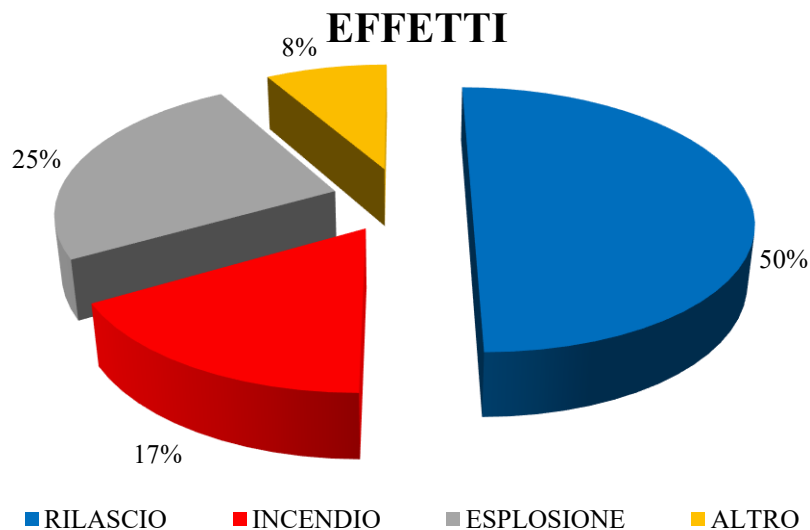


STOCCAGGIO

Sono stati individuati n. 12 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di stoccaggio.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti durante le fasi di stoccaggio, le cause principali sono riconducibili ad anomalie tecniche.



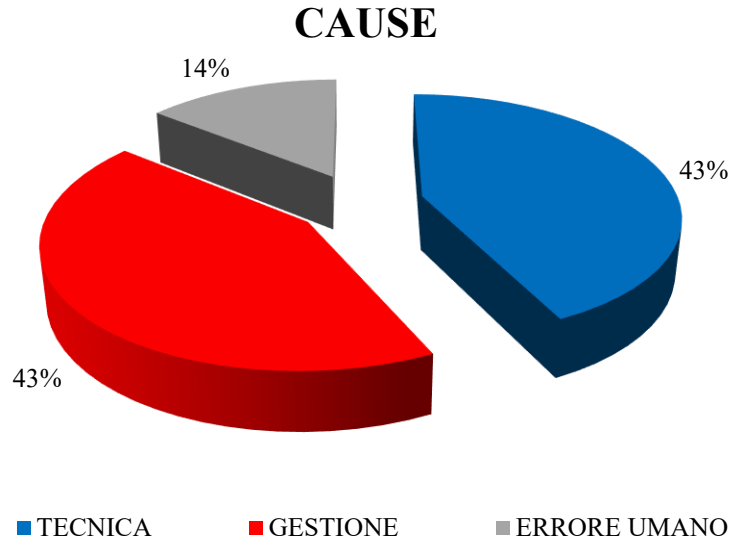
Gli effetti si suddividono in rilascio (50%), esplosione (25%), incendio (17%) e altro (8%).



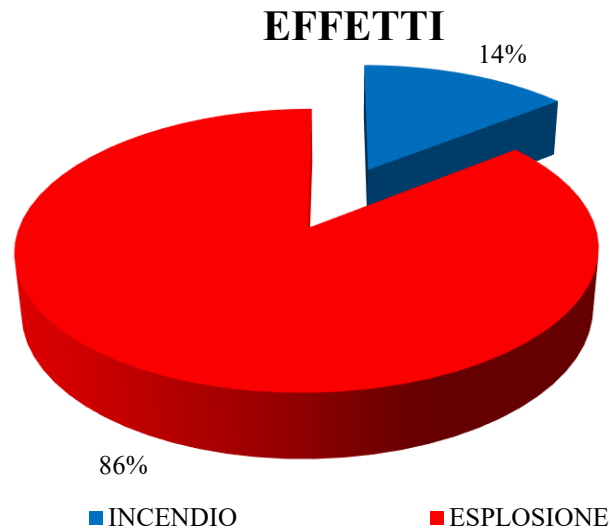


PROCESSO

Sono stati determinati n. 7 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di processo.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti durante le fasi di processo, le cause principali sono riconducibili alla gestione e ad anomalie tecniche.



Gli effetti si suddividono in esplosione (86%) e incendio (14%).

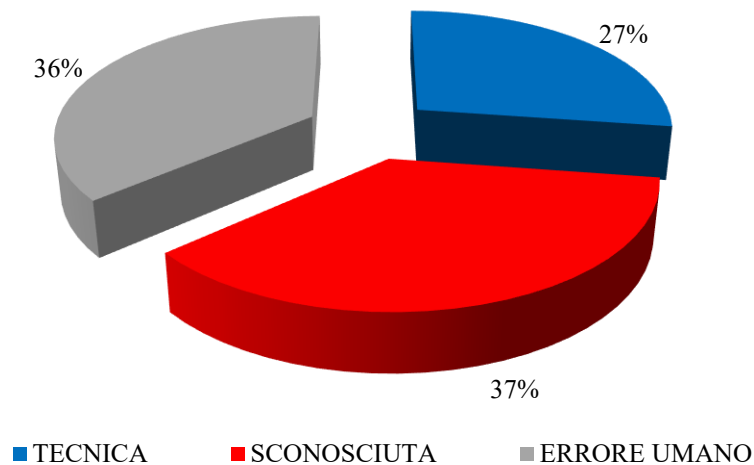




TRASPORTO SU STRADA

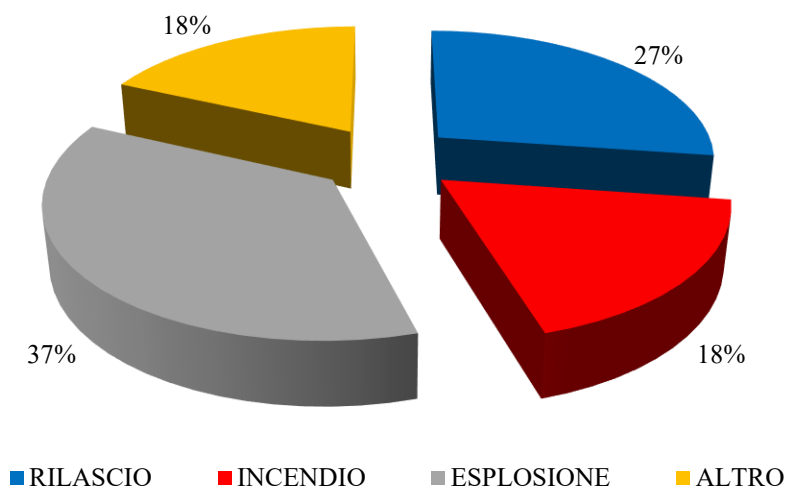
Sono stati determinati n. 11 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante il trasporto su strada.

CAUSE



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante il trasporto su strada, le cause principali sono riconducibili ad eventi sconosciuti o all'errore umano.

EFFETTI



Gli effetti si suddividono in rilascio (27%), esplosione (37%), incendio (18%) e altro (18%).

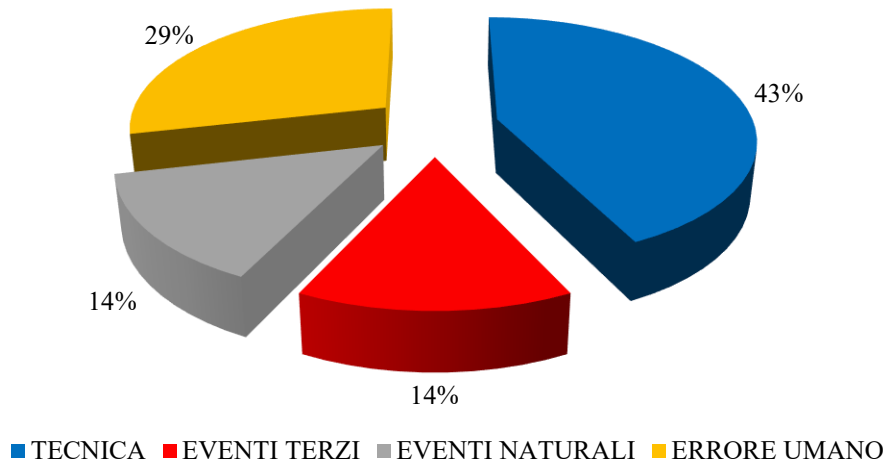




TRASPORTO IN PIPING

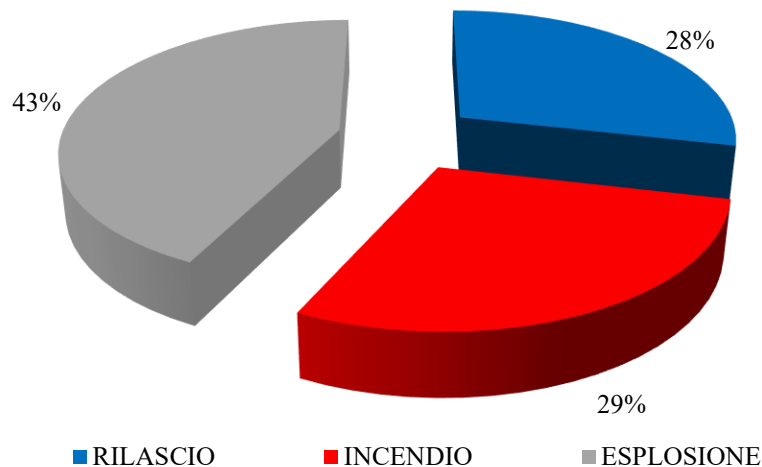
Sono stati determinati n. 7 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di trasporto in piping.

CAUSE



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante le fasi di trasporto in piping, le cause principali sono riconducibili ad errori tecnici.

EFFETTI



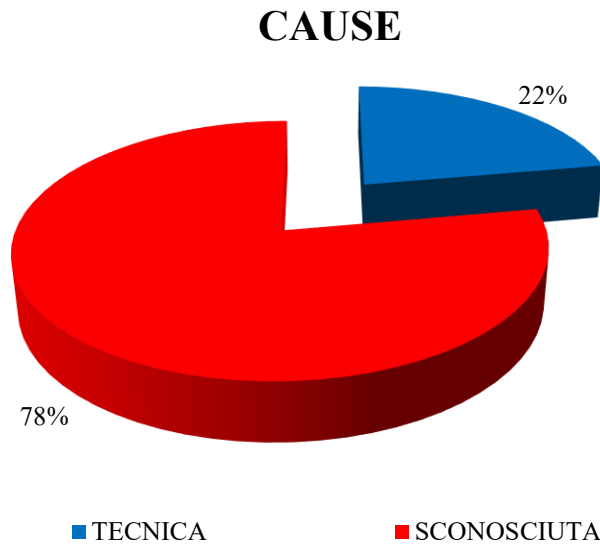
Gli effetti si suddividono in rilascio (28%), esplosione (43%), incendio (29%) e altro (8%).



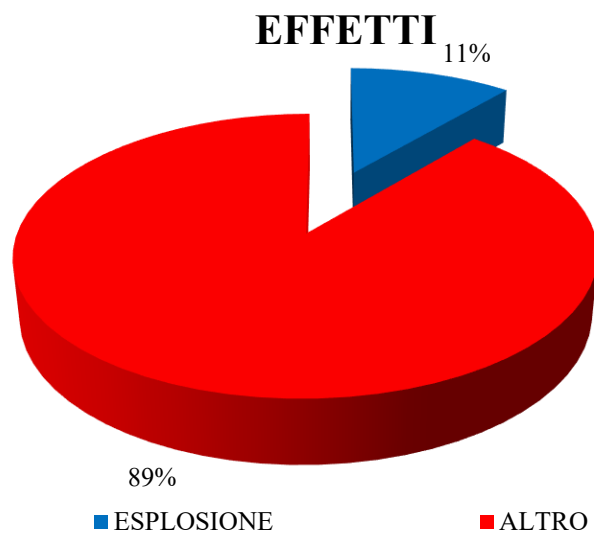


NAVIGAZIONE

Sono stati determinati n. 9 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di navigazione.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante le fasi di navigazione, le cause principali sono sconosciute.



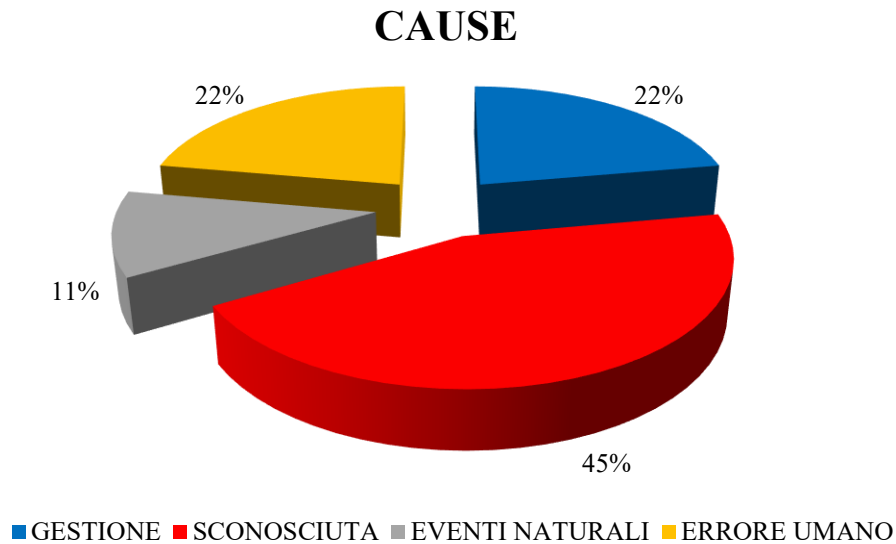
Gli effetti si suddividono in esplosione (89%) e altro (11%).



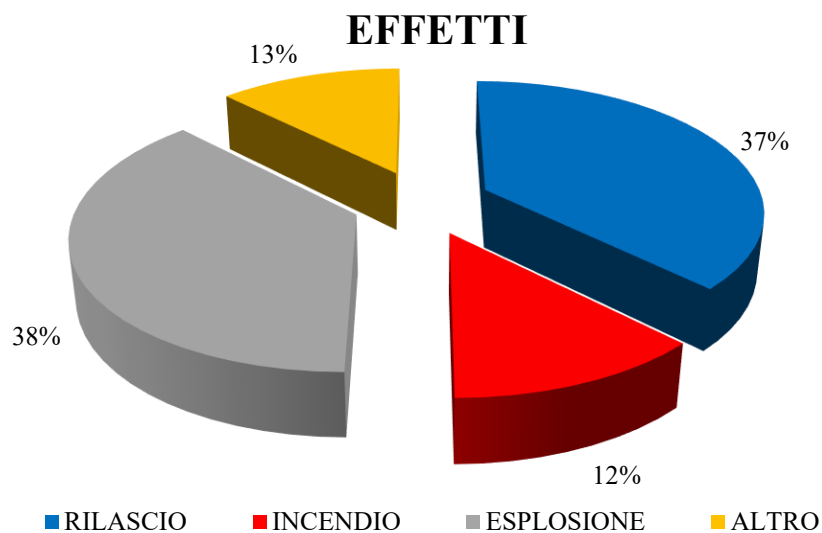


TRASBORDO

Sono stati determinati n. 9 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di trasbordo.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante le fasi di trasbordo, le cause principali sono sconosciute.



Gli effetti si suddividono in rilascio (37%), esplosione (38%), incendio (12%) e altro (13%).





C.1.2.2 *Analisi storica esterna da banca dati eMARS*

Al fine di considerare anche gli eventi storici avvenuti dopo il 2013 si è ritenuto utile completare la trattazione dell'analisi storica esterna con gli eventi disponibili all'interno del sistema di segnalazione degli incidenti rilevanti o "Major Accident Reporting System" - MARS (successivamente ribattezzato eMARS da quando è fruibile online); tale sistema è stato istituito per la prima volta dalla direttiva Seveso 82/501/CEE nel 1982 ed è tuttora in uso dopo le revisioni della direttiva. Lo scopo dell'eMARS è quello di facilitare lo scambio di lezioni apprese da incidenti e quasi incidenti che coinvolgono sostanze pericolose al fine di migliorare la prevenzione degli incidenti chimici e la mitigazione delle potenziali conseguenze.

Il database eMARS contiene rapporti di incidenti chimici e quasi incidenti forniti all'Ufficio per i rischi di incidenti rilevanti (Major Accident Hazards Bureau - MAHB) del Centro comune di ricerca (JRC) della Commissione europea dai paesi UE, SEE, OCSE e UNECE (ai sensi della Convenzione TEIA). La segnalazione di un evento in eMARS è obbligatoria per gli Stati membri dell'UE quando è coinvolto uno stabilimento Seveso e l'evento soddisfa i criteri di un "incidente grave" come definito dall'Allegato VI della Direttiva Seveso III (2012/18/UE). Per i paesi OCSE e UNECE non UE, la segnalazione degli incidenti al database eMARS è volontaria. Le informazioni sull'evento segnalato sono inserite in eMARS direttamente dall'autorità ufficiale di segnalazione del paese in cui si è verificato l'evento.

Si riportano di seguito alcuni grafici basati sui dati estratti dal sistema eMARS.

Si osserva che il database eMARS non restituisce ad oggi risultati per la ricerca delle seguenti parole chiave: Floating Storage and Regassification Unit (FSRU), FSRU, floating LNG, Floating Production Storage and Offloading Unit (FSPO).

La tipologia di impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza storicamente non è stata coinvolta in alcun incidente rilevante.

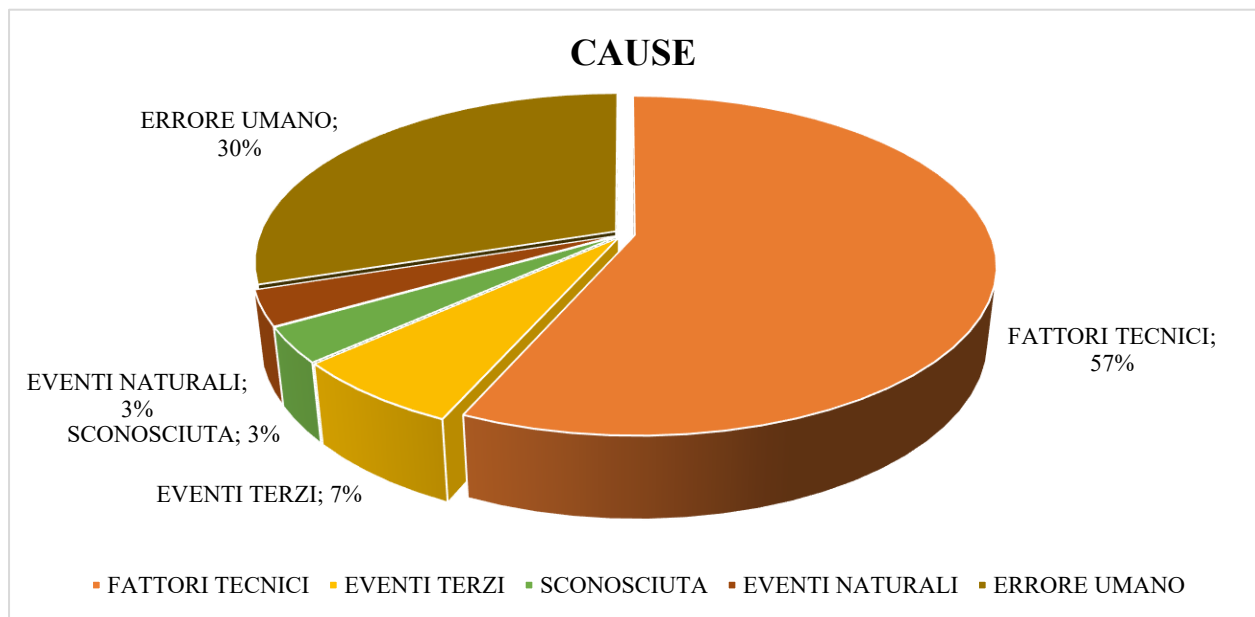
Nel database sono stati registrati 27 eventi classificati come Major Accident che hanno riguardato il settore del GNL.





Le principali cause di incidente sono riconducibili a problematiche di natura tecnica o all'errore umano, come mostrato dalla seguente tabella.

TIPOLOGIA	n.	%
FATTORI TECNICI	17	57%
EVENTI TERZI	2	7%
SCONOSCIUTA	1	3%
EVENTI NATURALI	1	3%
ERRORE UMANO	9	30%



Con l'analisi dettagliata delle cause di incidente è possibile individuare le azioni correttive più efficaci sia nella fase di progettazione che nella fase di manutenzione dell'impianto. Nelle tabelle riportate nel seguito le origini degli eventi sono sviluppate e descritte con maggior dettaglio, individuando per ciascuna delle tipologie, di incidente di cui alla tabella precedente, le cause prime.





FATTORI TECNICI (cause riconducibili a guasti propri dell'impianto)	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Malfunzionamento strumentazione (valvole, trasmettitori...)	3	18%	1	2
Guasto elettrico	1	6%	1	0
Deviazione dalle condizioni operative del processo	3	18%	0	3
Mancata tenuta sistemi di sicurezza	1	6%	0	1
Perdita da accoppiamento flangiato/flangia	3	18%	1	2
Perdita da tubazione/apparecchiatura (anche corrosione)	6	35%	0	6

EVENTI TERZI	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Incendio	1	50%	1	0
Mancanza di elettricità	0	0%	0	0
Vandalismo/sabotaggio/terrorismo	1	50%	0	1

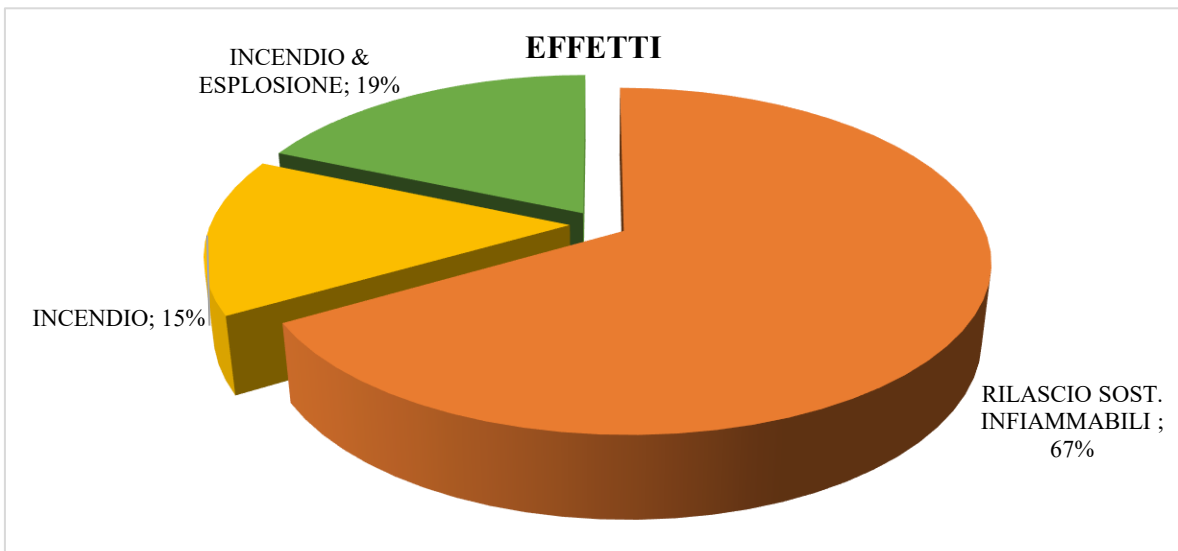
EVENTI NATURALI	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Freddo	0	0%	0	0
Caldo	0	0%	0	0
Vento	1	100%	1	0
Temporale	0	0%	0	0
Terremoto	0	0%	0	0
Inondazione	0	0%	0	0
Fulmine	0	0%	0	0

ERRORE UMANO	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Errata progettazione	3	33%	1	2
Errore durante la fase di manutenzione	2	22%	1	1
Errore durante la fase di riempimento	1	11%	1	0
Errore durante la fase di avviamento	1	11%	1	0
Errore durante operazioni generiche	2	22%	1	1





Lo studio di tali eventi conferma quanto già emerso dall'analisi della banca dati FACTS ovvero mostra che la maggior parte degli incidenti verificatisi nelle attività con GNL è legata all'infiammabilità dei prodotti trattati e ha generato eventi incidentali quali esplosioni e incendi. Si osserva tuttavia che la principale conseguenza (67%) degli eventi analizzati è costituita dal rilascio di sostanze infiammabili senza ulteriori conseguenze.

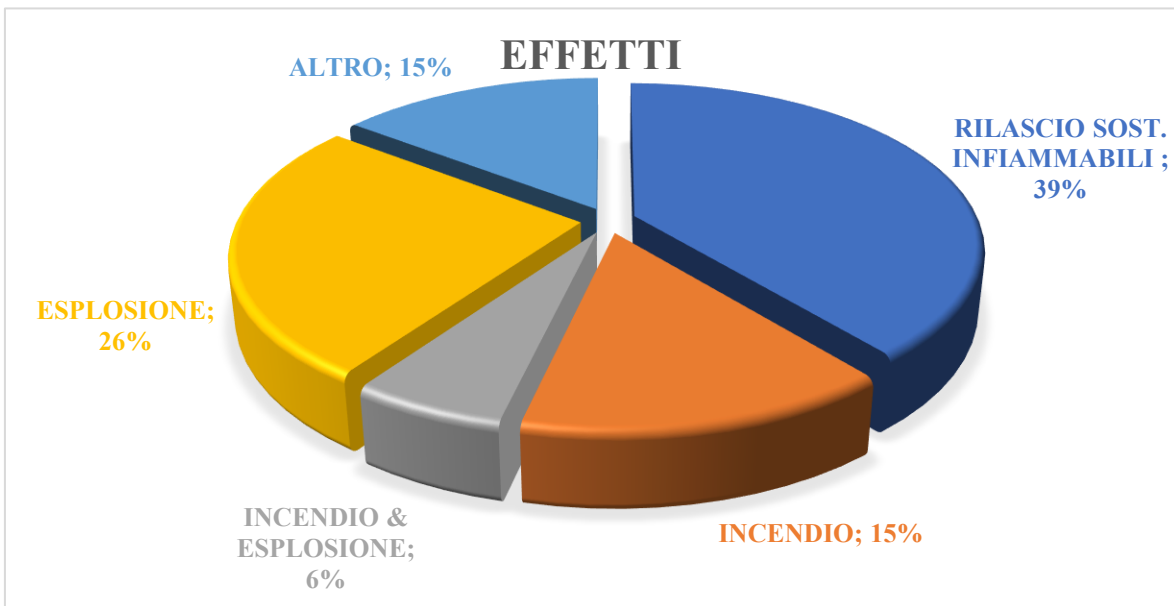
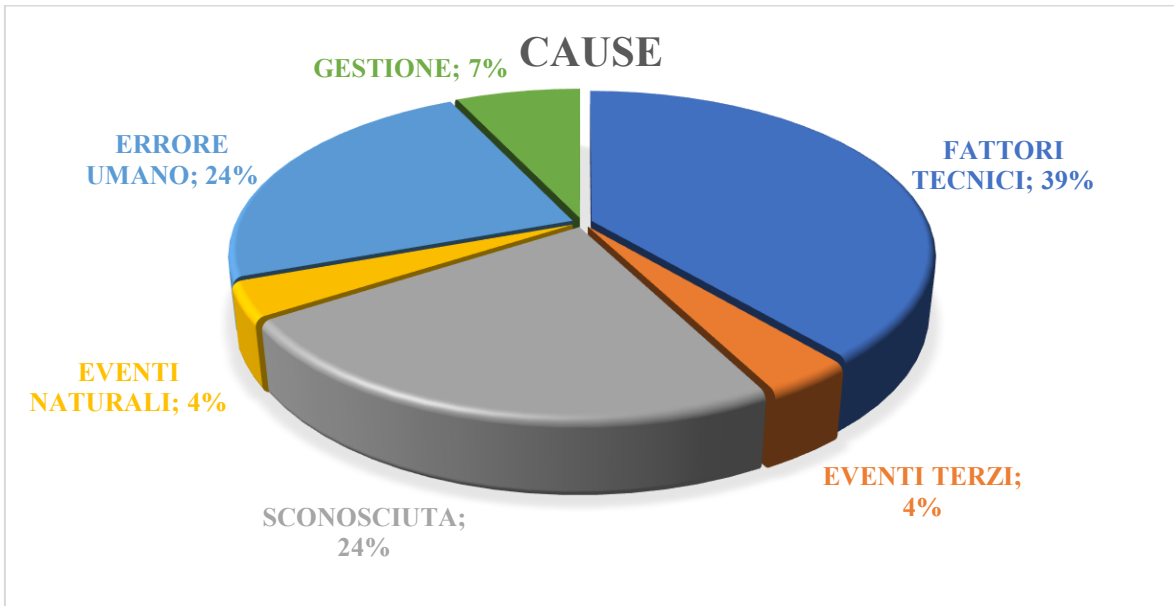


C.1.2.3 Conclusioni da Analisi storica esterna

I grafici seguenti offrono un confronto tra le principali cause degli incidenti emerse dall'analisi delle due banche dati FACTS e e-MARS e le corrispondenti conseguenze.

Il confronto conferma che le principali cause di incidente nelle attività dell'industria del GNL sono riconducibili a problematiche di natura tecnica o all'errore umano.







Alla luce della precedente analisi, è possibile individuare una serie di accorgimenti e precauzioni al fine della prevenzione degli incidenti.

Tali accorgimenti possono essere riassunti come segue:

- Addestramento specifico del personale operante sugli impianti e del personale esterno;
- Adeguata manutenzione e controllo della strumentazione, delle tubazioni e delle apparecchiature degli impianti;
- Idonea scelta dei materiali, del tipo di valvole e di accoppiamenti flangiati;
- Adeguate procedure per le operazioni sia di manutenzione che di processo;
- Progettazione ed esecuzione secondo norme e standard di qualificazione internazionale.

Si osserva che i suddetti accorgimenti saranno interamente adottati presso il Terminale.

C.1.2.4 Misure adottate a fronte dei principali eventi da analisi storica degli incidenti

In merito all'analisi storica esterna dalla banca dati FACTS, la tabella in ALLEGATO C.1.2-1 riporta gli eventi con l'indicazione delle misure preventive e/o mitigative adottate presso il terminale di Porto Torres. Il grado di approfondimento è proporzionale alle informazioni disponibili sul singolo evento.

ALLEGATO C.1.2-1 MISURE ADOTTATE A FRONTE DEI PRINCIPALI EVENTI DA ANALISI STORICA DEGLI INCIDENTI





C.2 REAZIONI INCONTROLLATE

C.2.1 Reazioni fortemente esotermiche e/o difficili da controllare

Nel Terminale di Porto Torres non avverrà alcuna reazione chimica, ma unicamente attività connesse al trasferimento del GNL e alla sua rigassificazione.

Non è quindi ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate, né fortemente esotermiche e/o difficili da controllare.

C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI

C.3.1 Condizioni meteorologiche prevalenti

Il clima nell'area di Porto Torres è di tipo mediterraneo, caldo e temperato e moderato dalla vicinanza al mare. Il regime pluviometrico presenta una netta distinzione fra stagione asciutta (estate) e umida (autunno-inverno). Di seguito si riportano ulteriori dettagli estratti dalla caratterizzazione meteomarina del sito, sviluppata tra i documenti di progetto.

Le precipitazioni a carattere piovoso sono solitamente limitate, con una maggiore concentrazione nella stagione invernale e autunnale e qualche improvviso acquazzone in primavera. Le manifestazioni piovose si presentano sotto forma di rovesci violenti con totali annui caratterizzati da accentuata instabilità. Le precipitazioni più rilevanti si hanno generalmente alla fine dell'autunno mentre il mese con meno precipitazioni è solitamente luglio. Il regime pluviometrico può, cioè, definirsi di transizione tra il regime sublitoraneo e quello mediterraneo. Porto Torres mediamente è caratterizzato da 68 giorni piovosi all'anno (giorni in cui vi è una precipitazione superiore o uguale ad 1 mm) con una precipitazione media annua di 637mm.

La temperatura media annuale di Porto Torres è di circa 16°C. I mesi con le temperature medie maggiori sono luglio e agosto durante i quali si possono verificare picchi di circa 40°C. I mesi più freddi sono gennaio e febbraio che presentano una temperatura media di 11.5°- 12.0° con minimi poco al di sopra dello zero.

In ALLEGATO C.3.1-1 sono disponibili dati meteorologici per gli anni dal 2019 al 2023:

- i report meteorologici annuali 2019/2022 elaborati da ARPA Sardegna, che riportano i dati storici per precipitazioni e temperature;
- rose dei venti ricavati dal sito della Rete Mareografica Nazionale (RMN) del Servizio Mareografico Nazionale dell'ISPRA per la stazione di Porto Torres.





ALLEGATO C.3.1-1 DATI METEOROLOGICI 2019-2023 - AGGIORNATI
PREVALENTI PER LA ZONA CON PARTICOLARE
RIFERIMENTO ALLA VELOCITÀ E ALLA DIREZIONE DEI
VENTI E ALLE CONDIZIONI DI STABILITÀ ATMOSFERICA

C.3.2 Cronologia degli eventi geofisici, meteo marini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici

C.3.2.1 Terremoti

Relativamente alla classificazione sismica, l'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006 ha fornito alle Regioni uno strumento per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire a quattro zone sismiche in cui è stata divisa l'Italia.

Zona sismica	Descrizione (Classificazione INGV)	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (a_g)	Accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico (a_g)
1	È la zona più pericolosa. Possono verificarsi fortissimi terremoti	$a_g > 0,25$	0,35
2	In questa zona possono verificarsi forti terremoti	$0,15 < a_g \leq 0,25$	0,25
3	In questa zona possono verificarsi forti terremoti ma rari	$0,05 < a_g \leq 0,15$	0,15
4	È la zona meno pericolosa. I terremoti sono rari.	$a_g \leq 0,05$	0,05

Tabella 9 - Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia

In accordo alla classificazione sismica regionale approvata con D.G.R. 15/31 del 2004, l'area di Porto Torres, comune di Sassari risulta in Zona 4, cioè la zona meno pericolosa, dove la probabilità che capiti un terremoto è molto bassa. In ALLEGATO C.3.2-1 è disponibile la mappa della classificazione sismica italiana, redatta dal Dipartimento della Protezione Civile e aggiornata al 31 Marzo 2023.

ALLEGATO C.3.2-1 CLASSIFICAZIONE SISMICA





È stata effettuata una ricerca di carattere storico sui fenomeni sismici registrati, sul database dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV). La ricerca è stata centrata sul comune di Porto Torres e condotta su un raggio di 100 km.

Nel periodo Gennaio 1985 – Maggio 2022 sono stati individuati n. 27 eventi sismici di intensità superiore a 0 gradi della scala Richter, di cui 15 legati ad esplosioni in cava; gli eventi sono riepilogati nella seguente Figura 19. Focalizzando la ricerca sugli eventi con una magnitudo superiore a 3.0 gradi della scala Richter, valore limite al di sotto del quale la scossa non viene normalmente percepita dalla popolazione, il numero di eventi si riduce ad unico evento di magnitudo 3,3 avvenuto nella zona: Mare di Sardegna il 20/09/2000 ad una profondità di 10 km.

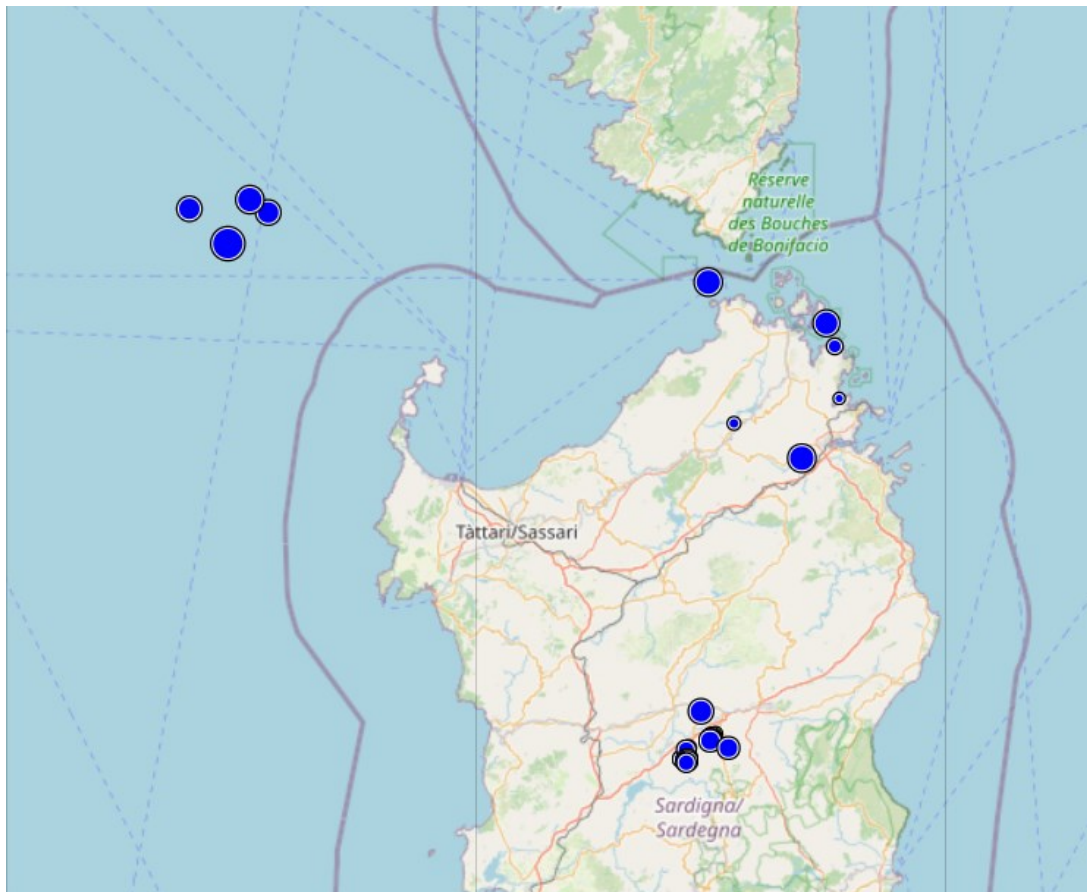


Figura 19 - Mappa dei terremoti entro 100 km da Porto Torres (Fonte: INGV)





C.3.2.2 *Rischio idrogeologico*

In ALLEGATO C.3.2-2 sono disponibili le seguenti mappe:

- Mappa delle pericolosità da frana e idraulica, dal sito ISPRA.
- Mappe del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni del Distretto idrografico focalizzate sul comune di Porto Torres.

ALLEGATO C.3.2-2 MAPPE RISCHIO IDROGEOLOGICO E DATI FULMINAZIONE

Si può osservare che l'area del Terminale oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza rientra nei territori a rischio minore.

Il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) della Sardegna per l'area di Porto Torres include la descrizione sintetica del sistema idrografico dell'area valliva del fiume Mannu di Porto Torres, alla quale si rimanda per ulteriori dettagli.

La parte terminale del fiume Mannu individua due bacini principali:

- il riu Mannu di Porto Torres, nel tratto compreso tra la diga di Bidighinzu e lo sbocco a mare, per una lunghezza complessiva di circa 59 km;
- il rio Ottava, nel tratto da poco a monte del ponte SS 200 (Strada dell'asolana) alla confluenza col riu Mannu di Porto Torres, per una lunghezza complessiva di circa 19 km.

Il bacino del riu Mannu di Porto Torres drena il settore settentrionale della piana della Nurra e una larga porzione dell'altopiano collinare del Logudoro. Si tratta di una sorta di tavolato, moderatamente ondulato e leggermente inclinato verso Nord, al centro del quale si trova la città di Sassari. Rilievi montuosi sono presenti solo nella zona di testata presso i limiti meridionali del bacino.

La struttura geologica si caratterizza per la presenza di un tavolato di lave basaltiche o riolitiche plioceniche poggianti su un substrato costituito da formazioni mioceniche prevalentemente marine (per lo più marne e arenarie) che a loro volta in parte si sovrappongono, in parte mostrano rapporti di interdigitazione, con lave e vulcaniti acide del ciclo oligo-miocenico. La copertura vulcanica è continua.

All'interno di tale territorio sub-pianeggiante, a seguito del progressivo sollevamento tettonico dell'area e delle variazioni del livello marino, il reticolo idrografico principale ha scavato delle valli larghe e profonde. Il Mannu di Porto Torres nasce da un'ampia conca ubicata poco ad Ovest dell'abitato di Thiesi. Si tratta di un'area a debole pendenza circondata da rilievi vulcanici che toccano i 500 m di altitudine con punte fino a oltre 700 m (monte Pelao). L'area di testata è sottesa dalla diga di Bidighinzu che forma l'omonimo lago artificiale. Il rio Ottava nasce dai rilievi collinari posti alcuni





chilometri a Nord-Est di Sassari, zona anch'essa profondamente modellata dal progressivo approfondimento del reticolo idrografico secondario.

La pendenza dell'asta fluviale del Mannu di Porto Torres, dopo il breve tratto iniziale di tipo torrentizio subito a valle della diga di Bidighinzu ove si hanno valori del 1-2%, scende con gradualità, è di circa 0,2% in prossimità della confluenza del riu Mascari per stabilizzarsi sullo 0,1% nei pressi del settore compreso tra l'immissione del riu Ertas e la foce. Sul riu Ottava si passa da pendenze dell'1% nella zona di Sassari allo 0,5% nel tratto intermedio, per finire con valori attorno al 0,2-0,3% nel settore terminale presso la confluenza nel Mannu di Porto Torres.

Sia il riu Mannu di Porto Torres sia il riu Ottava scorrono per lo più all'interno di alvei monocursali sinuosi, scavati all'interno di depositi alluvionali di fondovalle. La sezione trasversale è generalmente trapezia, con alveo inciso delimitato da ripide scarpate, generalmente coperte da vegetazione erbacea, soprattutto canne domestiche con alberi o cespugli isolati. Si ritiene che tale conformazione sia probabilmente il risultato, almeno parziale, di passati interventi di risagomatura e pulizia dell'alveo. Fa eccezione solo il tratto iniziale del Mannu di Porto Torres in cui l'alveo assume una morfologia caratterizzata da un maggior grado di naturalità e più simile a quella dei corsi d'acqua montani.

Il confronto con la cartografia storica permette di escludere, su entrambi i corsi d'acqua, variazioni significative del tracciato dell'alveo nell'ultimono cinquantennio, salvo un modesto avanzamento della linea di spiaggia (40-50 m) alla foce del Mannu di Porto Torres.



Figura 20 – Estratto mappe di pericolosità idraulica con Tr=50 anni





C.3.2.3 *Maree, moto ondoso e correnti*

Il porto di Porto Torres è situato sulla parte nord-occidentale delle coste della Sardegna, all'interno del golfo dell'Asinara.

Il progetto ha previsto lo sviluppo di specifici studi meteomarinò e di ormeggio: alcuni dei dati di seguito riportati sono estratti da tali documenti di progetto, disponibili su richiesta.

Per l'analisi del regime dei venti in costa si è fatto riferimento ai dati di vento misurati dalla stazione anemometrica di Porto Torres (Porto Civico), facente parte della Rete Mareografica Nazionale (RMN) gestita dall'Ispra. Nella Figura 21 è riportato il regime anemometrico ottenuto classificando gli eventi anemometrici in classi di direzione di provenienza e di velocità.

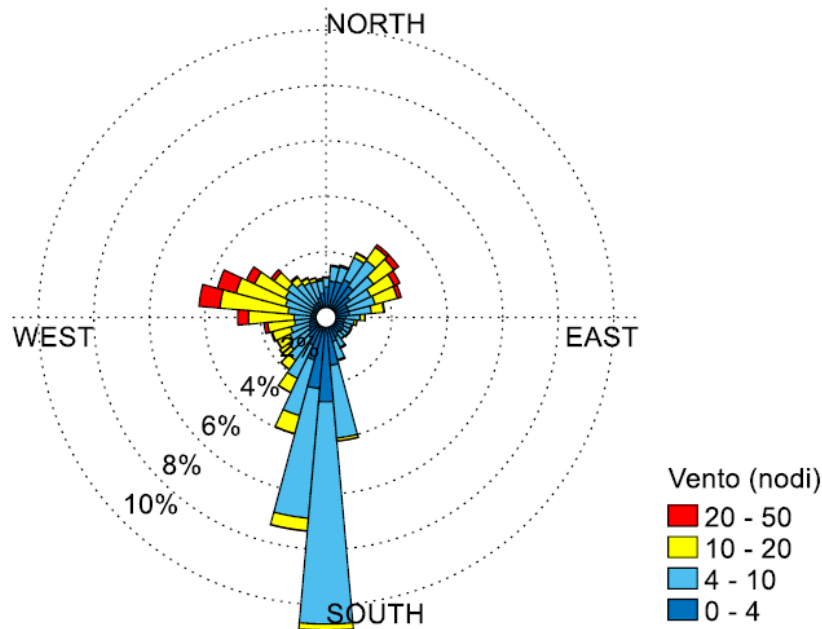


Figura 21 - Diagramma polare del vento medio orario relativo a 10m sopra il livello medio del mare relativo a RMN Porto Torres (Porto Civico).

Per l'analisi del regime dei venti al largo si è fatto riferimento ai dati di vento ricostruiti in ri-analisi dall'ECMWF e da Copernicus e riportati nel database ERA5 sviluppato nell'ambito di un progetto europeo sul nodo di griglia 41.25°N – 8.50°E, posto poco a Nord/Est del sito di interesse. Nella è riportato il regime anemometrico ottenuto classificando gli eventi anemometrici in classi di direzione di provenienza e di velocità.



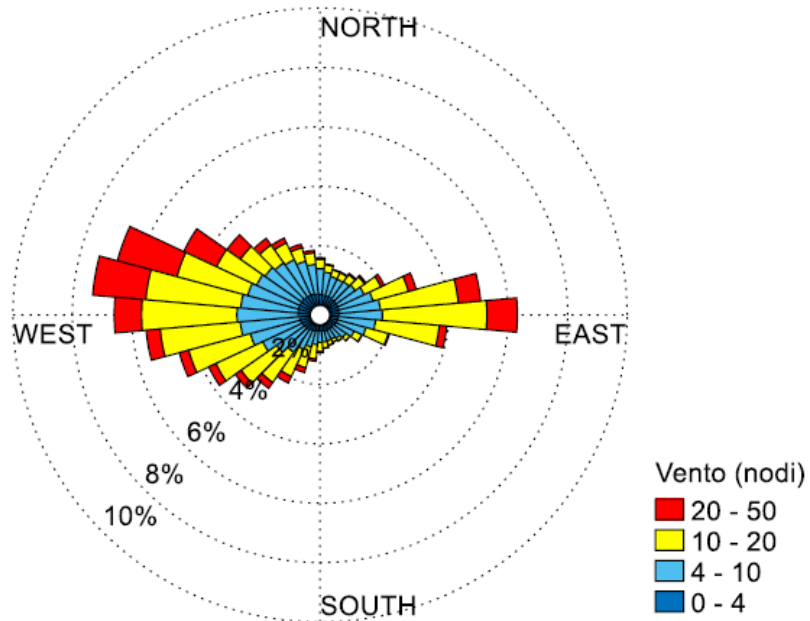


Figura 22 - Diagramma polare del vento medio orario relativo a 10m sopra il livello medio del mare relativo al punto ERA5 Porto Torres

Per le caratteristiche del moto ondoso si riporta di seguito il rilievo idrometrico della stazione anemometrica di Porto Torres (Porto Civico) della rete RMN.

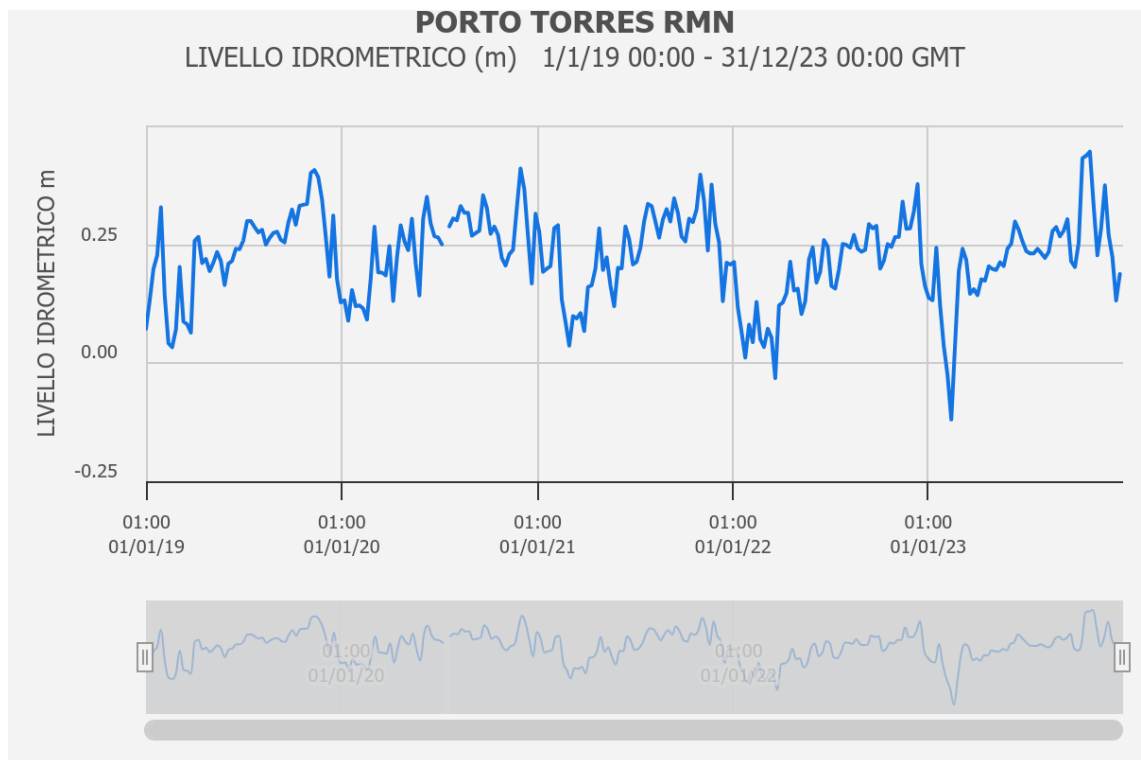


Figura 23 – Livello idrometrico presso la stazione RMN di Porto Torres dal 2019 al 2023





Nell'ambito dello studio meteomarinario di progetto, sono stati individuati i valori caratteristici della marea astronomica a Porto Torres, sintetizzati nella seguente tabella dove si è utilizzata la simbologia internazionale per la loro caratterizzazione.

Livelli di Marea di Progetto	m sull'IGM	m sul l.m.m.
HAT	+0.39	+0.25
MHWS	+0.27	+0.13
MHWN	+0.24	+0.10
MSL	+0.14	±0.00
MLWN	+0.06	-0.08
MLWS	+0.02	-0.12
IGM	±0.00	-0.14
LA	-0.20	-0.34

Tabella 10 – Livello idrometrico

Nell'ambito dello studio meteomarinario di progetto, sono state definite le condizioni di moto ondoso estreme generate dal vento caratterizzate dal tempo di ritorno fino a 100 anni che possono verificarsi lungo la banchina del Porto di Porto Torres, dove verrà ormeggiata la FSRU (si veda la seguente tabella).

Periodo di Ritorno (Anni)	Punto 2A - Estremi di altezza d'onda significativa (Hs) – Periodo di Picco associato medio (Tp)	
	Hs (m)	Tp (sec)
1	0.44	8.6
2	0.51	8.7
5	0.58	8.8
10	0.66	8.9
25	0.75	9.0
50	0.82	9.0
100	0.87	9.1

Tabella 11 - Altezza d'onda significativa (Hs) e relativo periodo di picco (Tp)

Secondo lo studio di ormeggio di progetto, regime delle correnti all'interno del porto può considerarsi di esigua entità.





C.3.2.4 *Tsunami*

Per l'analisi dei possibili fenomeni di tsunami si fa riferimento alle linee guida- tecniche, emesse dal Centro Allerta Tsunami dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (CAT-INGV) (www.ingv.it/cat/it). Il CAT-INGV è stato costituito nel 2013 con il compito di realizzare e rendere operativo il servizio di sorveglianza per l'allerta da maremoti e predisporre la mappa di pericolosità da maremoti per le coste italiane. Il CAT è diventato pienamente operativo a gennaio 2017 ed è stato formalmente designato, da Direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri 17 febbraio 2017, come componente del Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti (SiAM) generati da eventi sismici nel Mar Mediterraneo, coordinato dal Dipartimento della Protezione Civile nazionale.

Nell'ambito delle sue attività di sorveglianza e monitoraggio, il CAT utilizza i dati provenienti dalla Rete Sismica Nazionale dell'INGV e dalle stazioni sismiche di altri centri di ricerca internazionali, nonché i dati della rete mareografica dell'ISPRA e di quelli dei mareografi collocati sulle coste degli altri paesi del Mediterraneo. Nel documento del CAT "Linee Guida tecniche per la definizione delle fasce costiere (TSUMAPS-NEAM/Run-Up Max)", emesso ad ottobre 2018, viene proposto il modello S-PTHA TSUMAPS-NEAM come il migliore attualmente disponibile per lo screening della pericolosità legata a tsunami sulle coste italiane.

TSUMAPS-NEAM è lo strumento realizzato dal progetto europeo "Probabilistic TSUunami Hazard MAPS for the NEAM Region" (<http://www.tsumaps-neam.eu>), avente come scopo quello di realizzare una valutazione del rischio di tipo probabilistico degli tsunami generati da terremoti (Probabilistic Tsunami Hazard Assessment, PTHA) per la regione NEAM (Nordest Atlantico, Mediterraneo e mari collegati). Al progetto hanno partecipato come partner l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) in qualità di Project coordinator e altri organi degli altri Paesi interessati (NGI, Norvegia; IPMA, Portogallo; GFZ, Germania; METU, Turchia; UB, Spagna; NOA, Grecia; CNRST, Marocco; INM, Tunisia).

Il progetto ha prodotto delle curve di rischio e una mappa di rischio/probabilità, calcolate in specifici punti di interesse (POIs). La mappa è caratterizzata da più di 2.000 POIs distribuiti lungo tutte le coste dell'area NEAM, a distanza di circa 20 km l'uno dall'altro. Il parametro di misura dell'intensità degli eventi utilizzato nel modello è l'altezza massima di inondazione (Maximum Inundation Height, MIH), ovvero l'altezza massima raggiunta dall'onda, misurata rispetto al livello medio del mare. La mappa di rischio riporta per ogni POI il valore di MIH corrispondente a un certo tempo medio di ritorno (Average Return Period, ARP); il valore di MIH riportato rappresenta un valore medio dell'area coperta dal POI considerato, con i valori locali del MIH che possono di conseguenza essere maggiori o minori del valore medio riportato.





Figura 24 - Distribuzione dei POIs nel territorio italiano, ARP = 2.500 anni



Figura 25 - Distribuzione dei POIs nella regione Sardegna, ARP = 2.500 anni





Figura 26 - Distribuzione dei POIs lungo il tratto di costa più prossimo all'area portuale di Porto Torres e indicazione del POI assunto come riferimento, ARP = 2.500 anni

Dalla mappa sopra riportata si evince che l'area occupata dall'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è caratterizzata da un rischio tsunami basso in confronto ad altre coste del territorio italiano.

Scendendo più nel dettaglio, per ogni POI sono disponibili delle curve di pericolosità che esprimono la probabilità di superamento di un determinato valore di MIH in un dato tempo di esposizione (exposure time) assunto pari a 50 anni; ogni punto della curva fornisce quindi un'indicazione della frequenza con cui un evento di una data intensità può nel futuro essere superato nell'area in esame. La probabilità di superamento nel periodo di riferimento può essere espressa anche come periodo medio di ritorno (ARP) che è l'intervallo di tempo che intercorre tra due eventi della stessa intensità. Per ogni POI sono riportate diverse curve con differenti percentili, che rappresentano il grado di incertezza dello studio dovuto ai modelli e alle assunzioni considerate. Più lungo è il periodo di ritorno considerato, più scarse sono le osservazioni per testare e, eventualmente, falsificare il modello. Di conseguenza, le indicazioni del Dipartimento di Protezione Civile suggeriscono l'adozione dell'84° percentile delle curve di pericolosità ed un periodo di ritorno di 2.500 anni, ovvero, una probabilità di circa il 2% in 50 anni.





Hazard curves at: Lat 40.974, Lon 8.433 POI id: med10575

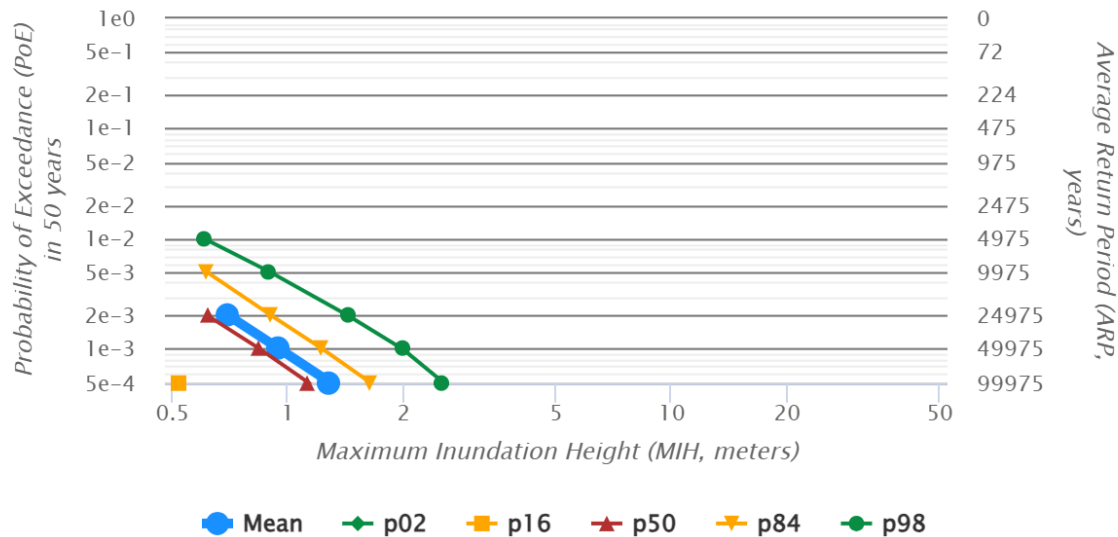


Figura 27 - Curve di rischio per il POI di riferimento

Dal grafico nella figura sopra riportata, si evince come l'altezza massima attesa (MIH) per un'onda conseguente ad uno tsunami pari a 0,9 metri sia legata ad una probabilità di accadimento di circa il 2% in 50 anni. Per MIH di 1,2 metri la probabilità di accadimento è pari a circa l'1% in 50 anni (ART pari a 50.000 anni). MIH di 1,6 metri sono legate ad una probabilità di accadimento di circa 0,05% in 50 anni (ART pari a 100.000 anni).

In accordo, con le indicazioni del Dipartimento di Protezione Civile, i risultati di pericolosità di riferimento da considerare per la pianificazione territoriale sono:

- ART = 2.500 anni
- Probabilità in 50 anni = 2%
- Curva di pericolosità = 84° percentile (p84 in figura)
- MIH = 0,9 metri

Tali valori si possono ragionevolmente considerare come non elevati, per cui eventi delle entità descritte non costituiscono un rischio significativo per l'impianto.





C.3.2.5 Trombe d'aria e tornado

La forza di una tromba d'aria può essere definita secondo la classificazione “Fujita Scale”, che fornisce una misura empirica dell'intensità di un tornado in funzione dei danni che si riscontrano su strutture, beni e ambiente. La scala si struttura in sei classi da zero a cinque, con un livello crescente del grado dei danni. Il grado di intensità di una tromba d'aria corrisponde a quello associato alla categoria di danno di maggiore entità osservato nell'area colpita. Le categorie di danno vanno dalla rottura e trascinarsi di singoli rami dagli alberi (F0), sino alla deformazione strutturale di edifici alti, edifici robusti divelti dalle fondamenta, automobili trascinate per più di 100 m (F5). I dati riportati nelle banche dati specialistiche lasciano evincere che anche il territorio italiano è stato ed è interessato da episodi meteo riconducibili al fenomeno “tromba d'aria”, con le intensità della maggior parte degli eventi registrati di recente che sono comprese tra le classi F1 e F2. Si riporta nel seguito una sintesi della Scala Fujita.

Categoria	Velocità del vento [km/h]	Velocità del vento [m/s]	Danni
F0	64-116	18-32	<i>Danni leggeri.</i> Alcuni danni ai comignoli e caduta di rami, cartelli stradali divelti.
F1	117-180	33-50	<i>Danni moderati.</i> Asportazione di tegole; danneggiamento di case prefabbricate; auto fuori strada.
F2	181-253	51-72	<i>Danni considerevoli.</i> Scoperchiamento di tetti; distruzione di case prefabbricate; ribaltamento di camion; sradicamento di grossi alberi; sollevamento di auto da terra.
F3	254-332	72-92	<i>Danni gravi.</i> Asportazione tegole o abbattimento di muri di case in mattoni; ribaltamento di treni; sradicamento di alberi anche in boschi e foreste; sollevamento di auto pesanti dal terreno.
F4	333-418	93-116	<i>Danni devastanti.</i> Distruzione totale di case in mattoni; strutture con deboli fondazioni scagliate a grande distanza; sollevamento totale di auto ad alta velocità.
F5	>418	>117	<i>Danni incredibili.</i> Case sollevate dalle fondamenta e scaraventate talmente lontano da essere disintegrate; automobili scaraventate in aria come missili per oltre 100 metri; alberi sradicati.

Tabella 12 - Scala Fujita

Di seguito si riportano le informazioni disponibili per gli eventi registrati nell'area in esame (compresa tra latitudine 40,8 N e 41,1 N e tra longitudine 7,9 E e 8,7 E), nel periodo gennaio 1980 – luglio 2024, per gli eventi verificati o con validazione, seppur incompleta. I risultati mostrano che nel periodo si sono registrati 13 eventi di trombe d'aria o vento forte (fonte dati European Severe Weather Database EWS www.eswd.eu).

Analizzando i report degli eventi classificati come tornado e forte vento individuati per l'area di interesse, uno di tali eventi è stato categorizzato all'interno della Scala Fujita con la categoria F1, in quanto han comportato i danni descritti nella Tabella 12.



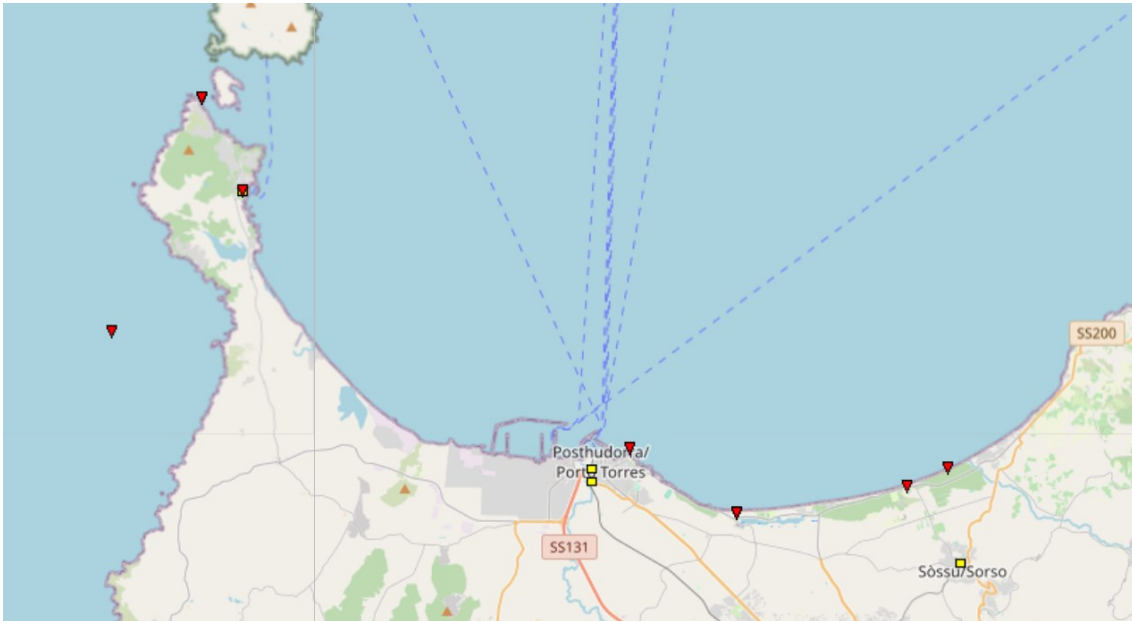


Figura 28 - Eventi di forte vento (giallo) o tornado (rosso) nell'area di interesse (Fonte: EWS)

Dal momento che sono stati registrati eventi in luoghi prossimi al sito previsto per l'installazione del Terminale oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza, non si può ragionevolmente escludere il pericolo di trombe d'aria per il sito in esame: tuttavia la progettazione delle strutture secondo le norme vigenti consente di escludere eventuali conseguenze rilevanti.

C.3.2.6 Perturbazioni Cerauniche

Il valore medio di fulminazione a terra è pari a 0,96 fulmini/anno/km² (tratto da Norma Italiana CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) "Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio"). In ALLEGATO C.3.2-2 è disponibile la mappa dello stabilimento con il valore medio di fulminazione Ng dall'applicazione CEI PRODIS.

Lo studio del Rischio Fulminazioni sarà effettuato nell'ambito del progetto facendo riferimento alla serie di norme UNI EN 62305-1/2/3/4 "Protezione contro i fulmini". Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo C.7.2.





C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI

C.4.0 Individuazione delle Unità Critiche dello Stabilimento

L'analisi preliminare è la tecnica che permette l'individuazione delle unità critiche di uno stabilimento e precede l'analisi di rischio volta a individuare, descrivere, analizzare e caratterizzare le sequenze incidentali che possono generare un incidente e gli scenari conseguenti.

L'analisi preliminare è stata effettuata secondo le metodologie contenute nel D.Lgs. 105/2015 e nella normativa collegata, ed in particolare secondo quanto previsto dal *D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II*.

Tale analisi consente la classificazione degli impianti di processo mediante l'attribuzione di fattori che vanno a definire degli indici di rischio, al fine di quello di fornire un quadro immediato e sintetico del grado di sicurezza delle unità di processo e di stoccaggio, così da poter individuare le aree sulle quali eventualmente approfondire l'indagine, qualora l'indice di rischio globale "intrinseco" evidenzia delle situazioni particolari.

In ALLEGATO C.4.0-1 si riportano le schede ed i fogli di calcolo derivanti dall'applicazione del Metodo Indicizzato. Al fine di dare una rappresentazione grafica di immediata lettura, sono state indicate graficamente le unità logiche analizzate ed è stato assegnato ad ognuna unità un colore in funzione della categoria di rischio ottenuta.

ALLEGATO C.4.0-1 ANALISI PRELIMINARE PER L'INDIVIDUAZIONE DELLE AREE CRITICHE (METODO AD INDICI)

Il primo passo per attuare il metodo consiste nella suddivisione dello Stabilimento in unità omogenee, dette aree critiche, ciascuna di esse intesa come parte dell'impianto che può essere logicamente caratterizzata come entità fisica separata. Indipendente dall'essere separata fisicamente (o potenzialmente separabile) dalle unità adiacenti, una unità si distingue per:

- la natura del processo condotto;
- le sostanze contenute;
- le condizioni operative.

In particolare, per ogni unità nelle schede vengono riportate le scelte effettuate (ad es. sostanza predominante dell'unità), le valutazioni dei parametri e le relative motivazioni.

Per ciascuna unità sono inoltre indicate anche le misure di sicurezza volte a ridurre il numero di incidenti e la dimensione potenziale degli stessi, scegliendole tra gli elementi proposti nell'Allegato II del D.P.C.M. sopracitato.





Ogni unità logica viene quindi caratterizzata con 5 indici:

- Indice d'incendio, F;
- Indice di esplosione confinata, C;
- Indice di esplosione in aria, A;
- Indice di rischio generale, G;
- Indice di rischio tossico, T.

In particolare, i valori di indice generale G dipendono in maniera diretta principalmente da:

- quantitativo di sostanza pericolosa considerato;
- pressione di esercizio;
- pericolosità della sostanza;
- layout delle apparecchiature che compongono l'unità.

I valori di indice generale G compensato tengono conto inoltre delle protezioni installate, tra cui principalmente:

- sistemi di controllo;
- criteri di progettazione delle apparecchiature;
- sistemi di intercettazione e antincendio;
- caratteristiche delle apparecchiature che compongono l'unità.

C.4.0.1 Elenco delle unità e criteri seguiti per il calcolo degli hold-up

Le unità individuate sono quelle ritenute più rappresentative per il Terminale di Porto Torres.

I criteri utilizzati per la determinazione degli hold-up sono basati sulle dimensioni geometriche di apparecchiature e tubazioni contenenti le sostanze pericolose, tenendo conto della frazione di volume occupata dalle sostanze pericolose (ad es. cautelativamente 100% del volume per i serbatoi di stoccaggio, 30% del volume per i ricevitori come ad esempio il ricondensatore).





Unità	Descrizione	Metodo indicizzato	Componenti dell'unità
1	Sistema di trasferimento GNL FSRU	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera le manichette dei bracci di scarico GNL e il circuito GNL fino ai serbatoi di stoccaggio
2	Sistema di ritorno BOG da compressori HD della FSRU a nave metaniera	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il sistema di ritorno vapori di BOG dai serbatoi di stoccaggio (tramite i compressori High Duty ² , collocati all'interno della Cargo Machinery della FSRU) alla tubazione dedicata al ritorno vapori alla nave metaniera
3	Serbatoi di stoccaggio GNL	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera i 4 serbatoi di stoccaggio GNL
4	Circuito GNL ricondensatore FSRU	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il circuito del ricondensatore
5	Pompe HP Booster	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera le 4 pompe alta pressione di mandata GNL ai vaporizzatori e relative tubazioni di mandata
6	Circuito vaporizzatori FSRU	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il circuito del Gas Naturale dall'uscita dei vaporizzatori al sistema di scarico tramite manichette flessibili per l'invio a metanodotto onshore
7	Compressori LD di recupero BOG	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il sistema di ritorno vapori di BOG dai serbatoi di stoccaggio (tramite i compressori Low Duty di recupero BoG, situato nella Cargo Machinery della FSRU) fino al ricondensatore
8	Bracci di scarico GN da FSRU per invio in rete	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera i bracci di scarico Gas naturale per invio a metanodotto
9	Metanodotto onshore DN 500 fino al sistema PIL	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il collettore DN500 di gas naturale fino al sistema PIL

Tabella 13 - Elenco e descrizione delle unità logiche

² *I compressori High Duty (HD) non saranno normalmente utilizzati in quanto il passaggio del GNL avverrà per differenza di pressione tra i serbatoi della FSRU e i serbatoi della nave metaniera; tuttavia, conservativamente, ai fini dell'analisi di rischio se ne considera l'uso per tutte le scariche.*





C.4.0.2 Sintesi dei risultati ottenuti

Di seguito si riportano per ogni unità le tabelle riepilogative contenenti la distribuzione delle categorie di rischio e una tabella di sintesi per il Terminale.

UNITA' 1 – Sistema di trasferimento GNL FSRU				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,01	LIEVE	0,00	LIEVE
C	3,17	MODERATO	0,57	LIEVE
A	17,99	BASSO	1,47	LIEVE
G	207,04	MODERATO	7,04	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 14 - Indici di rischio per unità 1

UNITA' 2 - Sistema ritorno BOG da compressore HD della FSRU a nave metaniera				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
C	1,95	BASSO	0,35	LIEVE
A	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
G	63,00	BASSO	1,93	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 15 - Indici di rischio per unità 2

UNITA' 3 – Serbatoi di stoccaggio GNL				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	260,99	GRAVISSIMO	11,13	ALTO I
C	3,12	MODERATO	0,57	LIEVE
A	974,04	MOLTO ALTO	35,65	MODERATO
G	84.026,09	GRAVISSIMO	961,10	ALTO I
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 16 - Indici di rischio per unità 3

UNITA' 4 – Circuito GNL Ricondensatore FSRU				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	1,72	LIEVE	0,18	LIEVE
C	2,80	MODERATO	0,51	LIEVE
A	221,70	ALTO	20,04	BASSO
G	1.379,28	ALTO II	51,94	BASSO
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 17 - Indici di rischio per unità 4





UNITA' 5 – Pompe HP Booster				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,16	LIEVE	0,02	LIEVE
C	3,53	MODERATO	0,64	LIEVE
A	386,26	ALTO	34,91	MODERATO
G	706,80	ALTO I	19,21	BASSO
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 18 - Indici di rischio per unità 5

UNITA' 6 – Vaporizzatori				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,34	LIEVE	0,04	LIEVE
C	3,56	MODERATO	0,64	LIEVE
A	3.203,23	GRAVE	289,48	ALTO
G	3.995,02	MOLTO ALTO	150,44	MODERATO
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 19 - Indici di rischio per unità 6

UNITA' 7 – Compressore LD di recupero BOG				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
C	1,95	BASSO	0,35	LIEVE
A	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
G	54,34	BASSO	1,84	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 20 - Indici di rischio per unità 7

UNITA' 8 - Bracci di scarico GN da FSRU per invio in rete				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,26	LIEVE	0,02	LIEVE
C	2,61	MODERATO	0,47	LIEVE
A	770,11	MOLTO ALTO	62,83	MODERATO
G	577,83	ALTO I	17,90	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 21 - Indici di rischio per unità 8

UNITA' 9 – Metanodotto onshore DN 500 fino al sistema PIL				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,13	LIEVE	0,01	LIEVE
C	2,61	MODERATO	0,47	LIEVE
A	164,29	LIEVE	14,88	LIEVE
G	236,54	BASSO	8,14	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 22 - Indici di rischio per unità 9





Sezione del Terminale	Unità logica	Indice di Rischio Generale Iniziale (G)	Categoria iniziale	Indice di Rischio Generale Finale (G')	Categoria finale
Floating Storage Regassification Unit	1-Sistema di trasferimento GNL da nave metaniera a FSRU	207,04	MODERATO	7,04	LIEVE
	2-Sistema ritorno BOG da compressore HD della FSRU a nave metaniera	63,00	BASSO	1,93	LIEVE
	3-Serbatoi di stoccaggio GNL	84.026,09	GRAVISSIMO	961,10	ALTO I
	4-Circuito GNL Ricondensatore FSRU	1.379,28	ALTO II	51,94	BASSO
	5-Pompe HP booster	706,80	ALTO I	26,62	BASSO
	6- Circuito vaporizzatori FSRU	3.995,02	MOLTO ALTO	150,44	MODERATO
	7 - Compressore LD di recupero BOG	54,34	BASSO	1,84	LIEVE
	8 - Bracci di scarico GN da FSRU per invio in rete	577,83	ALTO I	17,90	LIEVE
Banchina	9 - Metanodotto di banchina	1.111,58	ALTO II	34,43	LIEVE

Tabella 23 - Distribuzione delle categorie dell'indice di Rischio Generale Iniziale G e Finale (Compensato) G'

Dalla tabella e dai valori dell'indice di rischio generale compensato, a conferma degli elevati livelli di protezione e sicurezza previsti nel Terminale, si può dedurre che delle unità esaminate:

- nessuna ricade nelle tre categorie di rischio più elevato (molto alto, grave e gravissimo) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II;
- un'unica unità ricade nella categoria di rischio Alto (I e II) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II, e si tratta dell'unità Serbatoi di stoccaggio GNL la cui classificazione di rischio è dovuta principalmente al fattore quantità (fattore per il cui calcolo è necessario considerare le tonnellate di sostanza pericolosa presenti nell'unità in analisi);
- 7 unità ricadono in una fascia di rischio ridotta secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II.





C.4.1 Individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze

C.4.1.1 Criteri e metodologie utilizzati per l'individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze

C.4.1.1.1 Tecniche utilizzate per l'individuazione delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici)

Le cause iniziatrici degli eventi incidentali ragionevolmente credibili vengono individuate mediante:

- Analisi Operativa (HazOp) delle sezioni impiantistiche più critiche al fine di identificare cause e protezioni delle ipotesi incidentali analizzate;
- Analisi da dati di tipo statistico-storico (letteratura) attraverso la metodologia individuata nella banca dati “*Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005*”.

Tali tecniche si applicano alle unità prese in considerazione nell'applicazione del metodo indicizzato.

Identificazione delle ipotesi incidentali mediante Analisi operativa delle sezioni impiantistiche più critiche (Hazop)

L'analisi operativa permette di valutare possibili deviazioni dalle condizioni di regime di funzionamento, andando ad individuare le cause e le conseguenze elementari che, concatenate tra loro, possono portare all'accadimento di una causa iniziatrice.

L'analisi operativa è applicata con risultati apprezzabili a sistemi complessi, dove i rischi sono dovuti principalmente a deviazioni delle condizioni di funzionamento.

Per l'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è stata applicata l'analisi operativa (HazOp): in particolare in questa fase preliminare del progetto è stata condotta l'analisi per i principali sistemi della nave FSRU e per l'interfaccia tra FSRU e banchina, mentre lo studio completo dell'intero progetto, comprendendo sia la FSRU sia le attività previste in banchina sarà sviluppato nelle successive fasi del progetto per il Rapporto di Sicurezza definitivo.

L'analisi Hazop è stata condotta da tecnici TRR srl attraverso lo svolgimento di sessioni dedicate nelle quale erano presenti tecnici delle società SNAM e della società di progettazione T.EN. Italy Solution (Roma).

Su tale analisi, si è quindi proceduto all'identificazione dei Top Event sia lato nave che lato banchina. L'analisi HazOp preliminare è disponibile in ALLEGATO C.4.1-1.

ALLEGATO C.4.1-1 ANALISI HAZOP





La scelta delle ipotesi incidentali, coerentemente con il campo di applicazione dell'analisi operativa, è stata condotta sulla base della criticità delle operazioni e in base al grado di protezione di processo esistente.

Identificazione delle ipotesi incidentali mediante Analisi Statistico-Storica

La tecnica analitica di tipo “statistico-storica” compie un’analisi macroscopica degli eventi incidentali caratteristici delle apparecchiature connesse con la linea in esame. Senza approfondire la sequenza logica che porta al verificarsi della causa iniziatrice, questa determina i punti critici delle installazioni esaminate e fornisce una stima approssimata della frequenza di accadimento.

Tale metodologia è applicata alle singole apparecchiature costituenti l’impianto in esame (es: vessel in pressione, tubazioni, pompe etc.), laddove le frequenze associate ai rilasci da tali apparecchiature, sono facilmente determinabili sulla base della sola esperienza storica, vista l’ampia disponibilità di dati in letteratura.

Per l’impianto in esame, l’analisi è stata condotta utilizzando le banche dati contenute nei seguenti riferimenti: “Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005”, International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), Report 43401 "Process Release Frequencies", 2019 e “HSE - Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment – 2017”.

L’impianto oggetto di analisi è stato suddiviso in “sezioni isolabili”, dove per sezione isolabile si intende una parte d’impianto compresa tra almeno due valvole automatiche consecutive, che rimane isolata dal resto dell’impianto a seguito dell’intervento dell’ESD (Emergency Shut Down) o PSD (Process Shut Down) o blocco dell’impianto.

Il metodo proposto nel Rapporto di Sicurezza, ampiamente utilizzato nelle analisi di rischio nazionali ed internazionali, prevede la suddivisione logica delle parti di impianti tra due valvole automatiche di intercettazione (SDV) o equivalenti (HSV per compressione) e si tratta di un criterio di suddivisione logica. La banca dati TNO Purple Book, presa come riferimento per la conduzione dell’analisi di rischio di codesto RdS, al paragrafo 2.3 precisa che due installazioni possono essere considerate separate se questo possono essere isolate in un tempo molto breve a seguito dell’incidente.

Le sezioni isolabili includono apparecchiature e tubazioni che sono state considerate, per la conduzione della presente analisi, separatamente ai fini della stima delle frequenze di rottura, così come riportato dal TNO Purple Book, trattandosi di elementi distinti con ratei di guasto e fori di rottura differenti.

Per ogni apparecchiatura e tubazione compresa all’interno della sezione isolabile, è prevista l’assegnazione di una specifica frequenza, fornita all’interno della banca dati sopra citata.





C.4.1.1.2 *Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici)*

Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali mediante alberi di Guasto

Le frequenze relative alle cause iniziatrici individuate attraverso l'analisi operativa vengono determinate attraverso la tecnica quantitativa dell'albero dei guasti (Fault Tree Analysis).

Gli alberi di guasto sono costruiti avvalendosi dei risultati dell'analisi operativa, combinando tra di loro le diverse "cause" e le "mancate protezioni". Per determinare la frequenza di accadimento dell'evento incidentale, si procede alla quantificazione degli alberi di guasto.

La quantificazione dell'albero di guasto è effettuata con l'ausilio del codice "Isograph" della Reliability Workbench (ultima versione disponibile alla data della presente relazione).

In funzione dei ratei di guasto, dei tempi di riparazione e delle frequenze di test attribuiti ai primari, si ottengono le frequenze di accadimento su base annua degli eventi incidentali selezionati. Ad ogni singolo evento primario, che entra nella quantificazione dell'albero di guasto, sono attribuiti i parametri di affidabilità ricavati da banche dati componenti specializzate.

Le banche dati componenti utilizzate nell'analisi sono:

- Oreda participant, OREDA Handbook, Offshore Reliability Data Handbook, 5th Edition, 2009.
- Sintef Tecnology and Society, SINTEF, Reliability Data for Safety Instrumented System, PSD Data Handbook 2013 Edition.
- Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005 Edition.
- Health and Safety Executive (HSE), Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment, edizione 2017.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), Report 43401, 2019.





Per quanto riguarda i tempi di verifica delle attrezzature critiche (allarmi, PSV e sistemi di blocco), gli alberi di guasto tengono conto di valori specifici adottati dallo Stabilimento, anziché della banca dati sopra riportata.

In particolare si è considerato:

- per le PSV di banchina un tempo di test pari a 2 anni;
- per le PSV della nave FSRU un tempo di test pari a 5 anni (come previsto dalla certificazione di classe per le FSRU);
- per i sistemi di blocco un tempo di test pari a 1 anno;
- per gli allarmi un tempo di test pari a 1 anno.

Inoltre non sono state considerate quali protezioni le indicazioni di strumenti in campo.

Si precisa che la frequenza di accadimento di un'ipotesi incidentale è stata calcolata considerando che le cause e le mancate protezioni occorrono contemporaneamente e a condizione che siano mantenuti i tempi di test e di riparazione dei componenti adottati nell'albero di guasto dell'ipotesi incidentale.

Errore umano

In merito ai valori di indisponibilità dell'errore operativo, il valore dell'errore operatore è stato elaborato sulla base di dati di letteratura (si veda la seguente tabella).





Codice	MODALITÀ DI ERRORE	BHEP (Probabilità-base di errore umano per intervento)
BHEP1	Errori straordinari difficilmente riconducibili ad una causa: sono assenti fattori di stress e sussistono forti concomitanze e successioni di errori o eventi indesiderati per la loro occorrenza.	10^{-5}
BHEP2	Errore in semplici operazioni regolarmente svolte, con minimo fattore di stress	10^{-4}
BHEP3	Errori di commissione (quali azionamento di pulsante sbagliato o errata lettura di un dato a video). Operazioni più complesse rispetto le precedenti, che richiedono meno tempo disponibile nonché alcune concomitanze e successioni di errori o eventi indesiderati per la loro occorrenza.	10^{-3}
BHEP4	Errori di omissione dipendenti da fattori di conoscenza e concomitanze e successioni di errori o eventi indesiderati. Operazioni complesse, non familiari e con poco tempo di risposta in concomitanza a possibilità di distrazioni.	10^{-2}
BHEP5	Operazioni estremamente complesse, fattori di stress rilevanti e poco tempo per la risposta.	10^{-1}
BHEP6	Processi che richiedono diagnosi e capacità decisionale, operazioni complesse e non familiari con tempi brevi di risposta in presenza di forte stress emotivo.	10^{-1} a 1

Hunns, D.M. and Daniels, B.K., *The Method of Paired Comparison*, Proceedings of the 6th Symposium on Advances in Reliability Technology, Report NCSR R23 and R24, UK Atomic Energy Authority, 1980.

Tabella 24 - Fonte probabilità base di errore umano per intervento

In ALLEGATO C.4.1-2 sono disponibili gli alberi di guasto sviluppati per le ipotesi incidentali. Negli alberi dei guasti, l'uscita di ciascuna porta logica riporta il valore calcolato della frequenza.

ALLEGATO C.4.1-2 ALBERI DI GUASTO





Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali mediante analisi statistico-storica

La determinazione della frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali, necessarie per l'applicazione dell'analisi statistico-storica, è stata effettuata analizzando i dati storici riportati nelle banche dati "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005" e "Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments, HSE, 2017", di seguito richiamati per le apparecchiature di processo in funzione delle varie tipologie di rottura.

a) Compressori

Item	Riferimento	Foro > 110 mm	Foro > 75 mm e ≤ 110 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2017	$2,9 \cdot 10^{-6}$	$2,9 \cdot 10^{-6}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-2}$

Tabella 25 - Ratei di guasto compressori centrifughi, HSE 2017

Nel TNO Purple Book non sono riportate le frequenze di rottura per i compressori per cui sono stati considerati i ratei di guasto riportati dal HSE, Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments, 2017. La banca dati suggerisce di scegliere come dimensione del foro quella definita per le tubazioni (cfr. punti d) ed e) in seguito); come grandezza del foro di rottura totale, la fonte consiglia di utilizzare la dimensione del bocchello in ingresso o in uscita dal compressore.

SNAM, nei suoi Stabilimenti, predispone e attua la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti adottando un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) conforme all'Allegato 3 del D.Lgs. 105/2015; tale documento è redatto secondo le linee guida definite all'Allegato B del citato decreto. Si precisa inoltre che le procedure e le istruzioni operative che costituiscono il SGS fanno parte di un sistema di gestione più ampio, integrato anche con aspetti ambientali, di salute e sicurezza dei lavoratori e di qualità.

Secondo quanto previsto dal SGS tutte le apparecchiature presenti negli stabilimenti sono oggetto di manutenzione, al fine di salvaguardarne la sicurezza, l'efficienza e la continuità di servizio. Le operazioni di manutenzione sono effettuate secondo permessi di lavoro specifici.

A seguito delle osservazioni effettuate, si possono ritenere non ragionevolmente ipotizzabili i rilasci di rottura totale che, pertanto, non saranno valutati nel prosieguo dell'analisi.





b) Tubazioni

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN < 3"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^{-6}$
Tubazioni 3" ≤ DN ≤ 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$2,0 \cdot 10^{-6}$	$3,0 \cdot 10^{-7}$
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-7}$	$1,0 \cdot 10^{-7}$

Tabella 26 - Ratei di guasto tubazioni, TNO Purple Book ed. 2005

Per le ragioni già esposte per i compressori, anche per le tubazioni non risultano ragionevolmente ipotizzabili i rilasci di rottura totale che, pertanto, non saranno valutati nel prosieguo dell'analisi.

c) Manichette

Il rateo di guasto di letteratura impiegato per il calcolo delle frequenze dell'ipotesi di rottura manichette è il rateo indicato dal documento IOGP Report 434-01 del 2019, specifico per i trasferimenti di GNL.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 27 - Ratei di guasto da IOGP Report 434-01 2019 per bracci di carico per trasferimenti via nave di GNL

Tale rateo è stato usato, sia per le ipotesi che interessano manichette di trasferimento sia di gas naturale liquefatto che in fase vapore: non è infatti disponibile un dato specifico per la fase vapore.

Per quanto riguarda i trasferimenti di carburanti liquidi, ed in particolare di gasolio, si è invece fatto riferimento al dato della tabella 3.19 del TNO sopra riportato.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/ore	occ/ore
Rottura manichetta pressurizzata	TNO Purple Book Ed. 2005	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$4,00 \cdot 10^{-6}$

Tabella 28 - Ratei di guasto da TNO Purple Book per manichette pressurizzate per i trasferimenti via terra





È stata considerata la sola rottura parziale delle manichette adibite al carico / scarico derivante da analisi statistico-storica per le ragioni già esposte per gli altri elementi.

d) Scambiatori di calore

Con riferimento alla seguente tabella, estratta dal TNO Purple Book, la frequenza di rottura, considerando che il GNL passa lato tubi mentre l'acqua mare passa lato mantello e che la pressione di design del mantello è inferiore alla pressione del GNL, è pari a $1 \cdot 10^{-3}$ occ/anno.

Table 3.11 Frequencies of LOCs for heat exchangers

Installation (part)	G.1	G.2	G.3
	Instantaneous	Continuous, 10 min	Continuous, Ø10 mm
heat exchanger, dangerous substance outside pipes	$5 \times 10^{-5} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-5} \text{ y}^{-1}$	$1 \times 10^{-3} \text{ y}^{-1}$
Installation (part)	G.4	G.5	G.6
	Rupture, 10 pipes	Rupture, 1 pipe	Leak
heat exchanger, dangerous substance inside pipes, design pressure outer shell less than pressure of dangerous substance	$1 \times 10^{-5} \text{ y}^{-1}$	$1 \times 10^{-3} \text{ y}^{-1}$	$1 \times 10^{-2} \text{ y}^{-1}$
heat exchanger, dangerous substance inside pipes, design pressure outer shell more than pressure of dangerous substance	$1 \times 10^{-6} \text{ y}^{-1}$		

Tabella 29 –Ratei di guasto rottura tubi scambiatori – TNO Purple Book 2005





C.4.1.1.3 Criteria per l'individuazione della classe di probabilità delle ipotesi e degli eventi incidentali

Ad ogni ipotesi incidentale individuata, in base alla frequenza di accadimento ottenuta, viene associata una “classe di probabilità”, secondo quanto indicato nella seguente tabella tratta da “General Guidance on Emergency Planning within the COMAH (Control Of Major Accident Hazards Regulation).

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	$> 10^{-1}$
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	$10^{-2} \div 10^{-1}$
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	$10^{-3} \div 10^{-2}$
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	$10^{-4} \div 10^{-3}$
UNLIKELY (improbabile)	$10^{-5} \div 10^{-4}$
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	$10^{-6} \div 10^{-5}$
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	$< 10^{-6}$

Tabella 30 - Classi delle probabilità stabilite da COMAH

FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto Alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1.000 anni	Media
Tra 1.000 e 10.000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10.000 anni	Molto Bassa

Tabella 31 - Classificazione qualitativa delle frequenze (All. III D.P.C.M. 31/03/89)

Dove le classi “Bassa, Media e Alta” assumono il seguente significato:

BASSA: improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito.

MEDIA: possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito.

ALTA: evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito.





Pur non essendovi uno specifico riferimento nella legislazione nazionale, il D.P.C.M. 31 Marzo 1989 (Paragrafo 2.3.4) richiede, una volta *“identificati gli eventi incidentali”*, *“un calcolo basato su ipotesi conservative nell’ipotesi di caso peggiore fra quelli credibili”*.

A livello internazionale si possono citare, tra i più importanti, i seguenti riferimenti relativi all’identificazione di criteri di accettabilità del rischio:

- US. Environmental Protection Agency (1990), *The National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan (NCP)*, Section 300.430(e), nel quale si cita espressamente il valore di 10^{-6} come criterio generale di tolleranza dei rischi (*“The 10^{-6} risk level shall be used as the point of departure for determining remediation goals”*).
- UK Government through HSE Health and Safety Executive (2007), *Proposals for revised policies to address societal risk around onshore non-nuclear major hazard installations*, nel quale si cita espressamente il valore di 10^{-6} (*“For both workers and the public, an annual risk of death from an industrial activity of below 1 in 1,000,000 is considered to be a very low risk”*).

Secondo tali riferimenti, il criterio utilizzato è di considerare un evento ragionevolmente credibile se caratterizzato da una frequenza di accadimento superiore o uguale a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno.

Si osserva che tale criterio è in linea con quanto definito dalle Decreto Ministeriale del 09/05/2001 *“Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante”* che prevede la valutazione della compatibilità per scenari incidentali con frequenze inferiori a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno.

Per quanto sopra esposto, gli eventi incidentali analizzati si possono suddividere in:

- Ipotesi incidentali ragionevolmente credibili: quelli con frequenza di accadimento superiore o pari a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni per anno.
- Scenari incidentali ragionevolmente credibili: quelli la cui frequenza di accadimento è pari o superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ occasioni per anno.

Saranno pertanto valutate le conseguenze per tutti gli eventi che hanno frequenze di accadimento inferiori a $1 \cdot 10^{-7}$ occ/anno.





C.4.1.2 Ipotesi incidentali

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa delle ipotesi incidentali e delle frequenze di accadimento calcolate e la relativa classe di evento ed alle pagine successive la descrizione dettagliata delle stesse. Le ipotesi dedotte da analisi operativa sono state denominate con un numero progressivo seguito da una H (HazOp), le ipotesi da analisi statistico-storica con un numero progressivo seguito da una R (Random).

Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi (occ/anno)	Classe dell'evento secondo COMAH
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa a1) Nave da 7500 m3	3,50E-05	UNLIKELY (improbabile)
		Perdita significativa a2) Nave da 30000 m3	5,25E-05	UNLIKELY (improbabile)
		Perdita significativa a3) Nave da 13000 m3	3,17E-06	VERY UNLIKELY (molto improbabile)
	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	Hole	6,12E-05	UNLIKELY (improbabile)
		Pinhole / crack	2,72E-03	SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)
	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,33E-05	UNLIKELY (improbabile)
	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,98E-06	VERY UNLIKELY (molto improbabile)
	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,48E-05	UNLIKELY (improbabile)
	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,25E-04	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	7R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	1,32E-05	UNLIKELY (improbabile)
5H - Roll over serbatoio di GNL	-	3,40E-09	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Classe dell'evento secondo COMAH
			(occ/anno)	
FSRU in rigassificazione	8R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	1,31E-04	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	9R - Linee di mandata pompe ad alta pressione	Perdita significativa	2,10E-05	UNLIKELY (improbabile)
	10R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	Hole	2,70E-04	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
		Pinhole / crack	1,20E-02	FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)
	11R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	1,17E-04	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	1,30E-05	UNLIKELY (improbabile)
	2H - Sovrappressione (e conseguente cedimento) collettore gas, dopo gassificazione	Perdita significativa	1,10E-12	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	6H - Rottura di uno dei tubi del vaporizzatore ad acqua mare e glicole 60-E-01 A	-	1,20E-05	UNLIKELY (improbabile)
	7H - Cavitazione pompe ad alta pressione 50-P-01 A	-	1,20E-09	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	8H - Sovrappressione del ricondensatore 40-E-01	-	1,10E-09	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	9H - Sovrappressione del vaporizzatore 60-E-01 A e della relativa linea	-	8,70E-13	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Classe dell'evento secondo COMAH
			(occ/anno)	
Invio GN a metanodotto	12R - Bracci ad alta pressione di scarico da FSRU a metanodotto onshore	Perdita significativa	4,00E-04	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	13R - Metanodotto onshore fino a sistema PIL	Perdita significativa	1,25E-04	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	3H - Rottura collettore gas a metanodotto, per fragilimento criogenico	-	7,60E-11	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	4H - Rottura bracci di collegamento tra Nave FSRU e metanodotto onshore per cedimento meccanico da sovrappressione	-	4,30E-13	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
Trasferimento carburanti liquidi	14R - Manichette riempimento gasolio	Perdita significativa	2,20E-03	SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)

Tabella 32 - Sintesi delle ipotesi incidentali e relative frequenze di accadimento

Le ipotesi incidentali credibili secondo i criteri adottati sono evidenziate in grigio.





C.4.1.2.1 Ipotesi incidentali ricavate da Analisi Operativa

Come già evidenziato, per l'impianto oggetto del presente Rapporto di Sicurezza, è stata applicata l'analisi operativa (HazOp) alle diverse sezioni di processo: l'analisi è basata sui documenti disponibili in questa fase della progettazione e pertanto è da considerarsi preliminare.

In ALLEGATO C.4.1-2 sono disponibili gli Alberi di Guasto per le singole ipotesi dedotte dall'analisi operativa, con individuazione dei Minimal Cut Sets, che rappresentano i "percorsi critici" in termini di frequenze di accadimento dei singoli alberi.

In particolare le ipotesi sono state elaborate col fine di tralasciare eventuali incidenti rilevanti da rilasci di gas. La configurazione operativa di riferimento è quella della gassificazione del GNL attuata dall'FRSU durante lo scarico del prodotto dalla nave metaniera.





Ipotesi n. 1H: Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG

Si considera l'assetto della FSRU con rigassificazione GNL ed invio al metanodotto onshore. In tale assetto è attivo il compressore di recupero Low Duty del BOG dei serbatoi FSRU in svuotamento, che invia il BOG al ricondensatore 40-E-01, al fine di processarlo nella sezione di gassificazione.

CAUSE:

1. Arresto compressore Low Duty di recupero di BOG
2. Errore operativo con chiusura valvola manuale di ingresso BOG nel ricondensatore 40-E-01
3. Eccessiva pressione nel ricondensatore 40-E-01 (che impedisce l'ingresso del BOG) per sovra riempimento idraulico provocato dal guasto in apertura della valvola LCV 0020 A/B in split range, che immette GNL in 40-E-01, oppure dal guasto del relativo controllore
4. Eccessiva pressione nel ricondensatore 40-E-01 (che impedisce l'ingresso del BOG) per sovra riempimento idraulico provocato dal guasto in chiusura della valvola PCV 0010 A/B in split range, oppure dal guasto del relativo controllore
5. Guasto in chiusura della valvola LCV 1101, che regola la portata di GNL al pozzetto di aspirazione delle pompe ad alta pressione 50-P-01 A, oppure guasto del relativo controllore.





MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

1. Mancato avviamento, automatico o manuale, del compressore di riserva;
1. Mancato intervento della soglia di allarme di bassa pressione su trasmettitore di pressione PT1006 su linea gas BOG in ingresso al BOG cooler, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni
- 2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH 0025 su 40-E-01;
- 1.,2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di allarme di alto livello LAH 0020A su 40-E-01, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
- 2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di intervento di altissima pressione PAHH 0025 B/C/D (logica 2oo3) su 40-E-01, che arrestano il treno di rigassificazione e depressurizzano il ricondensatore tramite apertura BDV0035 collettata al vent mast.
- 1.,2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di intervento di altissimo livello LAHH 0020 B/C/D (logica 2oo3) su 40-E-01, che arrestano il treno di rigassificazione e depressurizzano il ricondensatore tramite apertura BDV0035 collettata al vent mast.
- 2.,3.,4.,5. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 0025 A/B, di cui solo una ipotizzata inserita.

Frequenza finale 1H: $1,3 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 2H: Sovrappressione (e conseguente cedimento) collettore gas, dopo gassificazione

Si considera una configurazione con gli skid di rigassificazione in servizio, in parallelo, ma con una sola coppia pompa/scambiatore acqua mare, per ciascuno skid.

CAUSE:

1. Guasto in chiusura valvola PCV A/B, sulla linea di immissione gas a gasdotto, oppure guasto del relativo controllore: le valvole sono asservite, in maniera indipendente, a due controllori di pressione differenziale monte (pressione gas subito a valle della rigassificazione), valle (pressione gas dotto di ricezione)
2. Chiusura spuria valvola di blocco HV1020 su linea immissione a gasdotto.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

- 1,2. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH1016A, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
- 1,2. Mancato intervento della soglia di altissima pressione PAHH1016B, che arresta il treno di rigassificazione;
- 1.,2. Mancato intervento della soglia di intervento di altissima pressione PAHH 0100 A/B/C (logica 2oo3) sulla linea di invio gas naturale in banchina, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione
- 1,2. Mancato intervento PSV1005 dopo vaporizzatore GNL 60-E-01 A
- 1,2. Mancato intervento del sistema HIPPS sulla linea di invio gas naturale in banchina, composto da doppia valvola asservita a pressostati di massima PT1006 A/B/C in logica due su tre, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione.

Frequenza finale 2H: $1,1 \cdot 10^{-12}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 3H: Rottura collettore gas a metanodotto, per infragilimento criogenico

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che il GNL non venga gassificato o venga gassificato parzialmente, provocando l'immissione di gas in condizioni criogeniche nel metanodotto, causandone la rottura per infragilimento (il materiale del metanodotto è previsto in acciaio al carbonio, non resiliente, così come normalmente in uso).

CAUSE:

Si collega l'evento alla mancanza di uno dei fluidi di scambio termico utilizzati per il riscaldamento e la conseguente evaporazione del GNL nello scambiatore che riceve il prodotto da trattare. Ci si riferisce allo scambiatore dello skid n. 1, ma considerazioni analoghe si possono effettuare anche per lo gli altri skid.

Il primo fluido considerato è l'acqua mare dalle pompe 100-P-01 A/B/C/D (di cui una spare). Sono previste tre pompe acqua mare che alimentano contemporaneamente i 4 skid. Le pompe sono ridondanti, il che consente di ipotizzare che non sia sufficiente la fermata di una sola pompa per giustificare la mancanza di vaporizzazione.

Il secondo fluido è la miscela acqua mare/glicole, inviato dalla pompa 60-P-01 A al vaporizzatore 60-E-01 A del primo treno di rigassificazione, previo riscaldamento e passaggio nel trim heater.

Si individua inoltre una ulteriore causa dell'evento nel guasto in apertura della valvola FCV-1110 che regola la portata di GNL allo scambiatore 60-E-01 A (e analogamente sugli altri treni): in questo caso la portata di GNL potrebbe essere tale da comportare una insufficiente vaporizzazione dello stesso all'interno dello scambiatore con possibile conseguente invio di GNL verso le linee gas.

1. L'arresto contemporaneo di almeno due delle tre pompe 100-P-01 A/B/C
2. L'ostruzione dei filtri di aspirazione acqua mare, previsti ridondati (due in parallelo, sempre in servizio);
3. L'ostruzione contemporanea di due filtri autopulenti, in mandata a ciascuna pompa delle tre pompe;
4. Guasto in apertura della valvola regolatrice in mandata pompa FCV-1110 oppure guasto del relativo controllore.
5. Errore operativo con chiusura valvola manuale su linea di ingresso acqua mare a scambiatore di calore.





MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

- 1.,2.,3. Mancato intervento dei trasmettitori di pressione, allarmati di minima su aspirazione (PI 1002/2002/2002) / mandata (PI 1003/2003/3003) pompe acqua mare che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni;
3. Mancato funzionamento dei misuratori di pressione differenziale sui filtri di mandata (PDI 1000/2000/3000) che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
- 1.,2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di allarme di bassa temperatura TAL1115A, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
- 1.,2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di allarme di bassa temperatura TAL1021A, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
- 1.,2.,3.,4.,5. Mancato intervento della soglia di bassissima temperatura TALL1021B, che arresta il treno di rigassificazione;
- 1.,2.,3.,4.,5.,6. Mancato intervento della soglia di bassissima temperatura TALL1115B, che arresta il treno di rigassificazione;
- 1.,2.,3.,4.,5. Mancato intervento del sistema HIPPS sulla linea di invio gas naturale in banchina, composto da doppia valvola asservita a pressostati di massima PT1006 A/B/C in logica due su tre, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione.

Frequenza finale 3H: $7,6 \cdot 10^{-11}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 4H: Rottura bracci di collegamento tra Nave FSRU e metanodotto onshore per cedimento meccanico da sovrappressione.

L'ipotesi viene formulata per la possibilità di superamento della pressione di progetto di uno dei bracci di scarico per il trasferimento del gas tra FSRU e metanodotto onshore. Si assume che la pressione di progetto dei bracci sia di 100 barg, a fronte di una pressione massima disponibile su ciascuna delle pompe ad alta pressione, pari a 206.

CAUSE

1. A monte braccio di scarico: guasto in apertura valvola PCV, sulla linea di immissione gas a metanodotto onshore, oppure guasto del relativo controllore: le valvole sono asservite, in maniera indipendente, a due controllori di pressione differenziale monte (pressione gas subito a valle della rigassificazione) / valle (pressione gasdotto di ricezione)
2. A valle braccio di scarico: chiusura spuria delle SDV di banchina SDV001 A/B (o SDV 002 A/B) posizionate a valle del braccio interessato dal flusso; si suppone che l'intervento di una sola SDV non sia sufficiente a provocare un aumento di pressione (ogni braccio è dimensionato per l'intera portata di gassificazione della nave FSRU).

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

2. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH001 (PAH002) in mandata braccio di scarico, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
2. Mancato intervento della soglia sulla condizione di discrepanza tra comando della valvola e condizione rilevata della valvola dai fine corsa su SDV001 A/B, che attiva la logica ESD di banchina e a cascata la logica di blocco della sezione di rigassificazione della nave;
- 1,2. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH 1022, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
- 1,2. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH1016A, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
- 1,2. Mancato intervento della soglia di intervento di altissima pressione PAHH1016B, che arresta il treno di rigassificazione.
- 1.,2. Mancato intervento della soglia di intervento di altissima pressione PAHH 0100 A/B/C (logica 2oo3) sulla linea di invio gas naturale in banchina, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione;

SNAM RETE GAS – Terminale FSRU di Porto Torres

Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi dell'Art. 16 D.Lgs. 105/15

001-XA-E-85000_72556_SNAM FSRU Porto Torres RdSp-02.docx - **Pag. 126 di 247**





- 1,2. Mancato intervento del sistema HIPPS sulla linea di invio gas naturale in banchina, composto da doppia valvola asservita a pressostati di massima PT1006 A/B/C in logica due su tre, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione.

Frequenza finale 4H: $4,3 \cdot 10^{-13}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 5H: Roll over serbatoio di GNL

Come già illustrato al paragrafo C.1.1, un fenomeno caratteristico del GNL è rappresentato dal “Roll-Over” o “Basculamento”, fenomeno che si può verificare in un serbatoio di stoccaggio di GNL a causa di una mancata miscelazione di prodotto fresco con il prodotto già presente, a cui consegue la formazione di due strati a diversa densità. Tale stratificazione, a causa degli scambi di calore tra il serbatoio e l’ambiente esterno, può comportare un rimescolamento brusco delle due masse, con una rapida produzione di vapore e conseguente rapido aumento di pressione. I serbatoi di GNL sono oggi progettati con una serie di precauzioni che consentono di rendere marginale il rischio connesso al fenomeno del roll-over.

Il fenomeno potrebbe avvenire solo durante la fase di riempimento dei serbatoi della FSRU, operazione che sarà discontinua: in particolare è stato assunto che, considerando la durata complessiva prevista per le operazioni di riempimento come precedentemente calcolate, tale fase durerà 993 ore/anno.

Inoltre condizione necessaria perché avvenga il fenomeno è principalmente l’errore operativo: la fase di riempimento infatti sarà regolamentata da rigorose procedure di verifica e preparazione delle apparecchiature, sia lato nave FSRU che lato nave metaniera, che includeranno la verifica delle condizioni di accettabilità del prodotto in fase di scarica (ed in particolare della temperatura).

L’ipotesi viene quindi formulata con le seguenti cause e mancate protezioni.

CAUSE:

1. Carico su nave metaniera con temperatura GNL elevata rispetto agli standard operativi previsti in funzione della temperatura del prodotto del serbatoio di ricezione (valutato come 1 carico ogni 100) e contemporaneo errore operativo nelle operazioni di riempimento sia del personale della nave metaniera che del personale della nave FSRU e contemporaneo arresto intempestivo della pompa di ricircolo del serbatoio in ricezione.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento PSV (ipotizzate 2 in servizio, ipotizzate ciascuna dimensionata per gestire l’evento di roll over)

Frequenza finale 5H: $3,4 \cdot 10^{-9}$ occ/anno

L’ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 6H: Rottura di uno dei tubi del vaporizzatore ad acqua mare e glicole 60-E-01 A

Si considera l'assetto della FSRU con rigassificazione GNL ed invio al metanodotto onshore. In tale assetto sono attivi i vaporizzatori ad acqua mare e glicole. L'ipotesi prende in esame la rottura di uno dei tubi dello scambiatore, con passaggio di GNL lato acqua mare/glicole.

CAUSE:

1. Rottura di uno dei tubi del vaporizzatore 60-E-01 A.

MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

1. Mancato intervento disco di rottura del vaporizzatore 60-E-01 A.

Frequenza finale 6H: $1,20 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 7H: Cavitazione delle pompe ad alta pressione 50-P-01 A

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che la linea di alimentazione di un singolo treno di rigassificazione venga intercettata, con potenziale conseguente cavitazione delle pompe ad alta pressione. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 4 skid di rigassificazione.

CAUSE:

1. Guasto in chiusura della valvola di alimentazione del primo skid di rigassificazione V-1001, oppure guasto del relativo controllore, con conseguente possibile cavitazione delle pompe ad alta pressione;

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento allarme di stato valvola ZI-1001, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni;
1. Mancato intervento della soglia di allarme di bassa pressione PAL1016A, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
1. Mancato intervento della soglia di bassissima pressione PALL1016B, che arresta il treno di rigassificazione;
1. Mancato intervento della soglia di intervento di bassissima pressione PALL 0100 A/B/C (logica 2oo3) sulla linea di invio gas naturale in banchina, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione

Frequenza finale 7H: $1,2 \cdot 10^{-9}$ occ/anno

L'ipotesi risulta non credibile e non sarà ulteriormente analizzata.

Considerando che si tratta di pompe sommerse un eventuale rilascio sarebbe contenuto all'interno del pozzetto di aspirazione (pot) della pompa, senza rilasci all'esterno e senza conseguenze di sicurezza.





Ipotesi n. 8H: Sovrapressione del ricondensatore 40-E-01

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che si abbia un eccesso di riciclo sulle pompe ad alta pressione con potenziale conseguente sovrappressione del ricondensatore 40-E-01. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 4 skid di rigassificazione.

CAUSE:

1. Guasto in apertura delle valvole di riciclo FCV A/B delle pompe ad alta pressione del primo skid di rigassificazione, oppure guasto del relativo controllore;

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH 0025 su 40-E-01, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
1. Mancato intervento della soglia di allarme di alto livello LAH 0020A su 40-E-01, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
1. Mancato intervento della soglia di intervento di altissima pressione PAHH 0025 B/C/D (logica 2oo3) su 40-E-01, che arrestano il treno di rigassificazione e depressurizzano il ricondensatore tramite apertura BDV0035 collettata al vent mast.
1. Mancato intervento della soglia di intervento di altissimo livello LAHH 0020 B/C/D (logica 2oo3) su 40-E-01, che arrestano il treno di rigassificazione e depressurizzano il ricondensatore tramite apertura BDV0035 collettata al vent mast.
1. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 0025 A/B, di cui solo una ipotizzata inserita.

Frequenza finale 8H: $1,1 \cdot 10^{-9}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 9H: Sovrapressione del vaporizzatore 60-E-01 A e della relativa linea

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che si abbia un eccesso di portata riciclo sulle pompe ad alta pressione con potenziale conseguente sovrappressione dello scambiatore di calore 60-E-01 A. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 4 skid di rigassificazione.

CAUSE:

1. Guasto in apertura della valvola regolatrice in mandata pompa FCV della pompa 50-P-01 A, oppure guasto del relativo controllore;

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH 1022, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
1. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH1016A, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni;
1. Mancato intervento della soglia di altissima pressione PAHH1016B, che arresta il treno di rigassificazione;
1. Mancato intervento della soglia di intervento di altissima pressione PAHH 0100 A/B/C (logica 2oo3) sulla linea di invio gas naturale in banchina, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione
1. Mancato intervento del sistema HIPPS sulla linea di invio gas naturale in banchina, composto da doppia valvola asservita a pressostati di massima PT1006 A/B/C in logica due su tre, che attiva la logica di blocco dell'intera sezione di rigassificazione.

Frequenza finale 9H: $8,7 \cdot 10^{-13}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





C.4.1.2.2 Ipotesi incidentali da Analisi Statistico Storica

Ipotesi n. 1R a1 Rottura manichette flessibili di scarico da nave metaniera (7.500 m³) a FSRU

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) viene trasferito dai serbatoi della nave metaniera ai serbatoi della nave FSRU, mediante bracci di carico collegati a manichette flessibili. Si considera l'uso contemporaneo, durante le operazioni di scarica, di 4 manichette flessibili, di diametro nominale 10".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 33 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola rottura significativa di una di tali manichette: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle manichette.

Considerando 46 operazioni di scarico della nave metaniera da 7.500 m³ all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 8,3 h per ogni scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 383 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
1R a1 - Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	4	$8,0 \cdot 10^{-4}$	$9,13 \cdot 10^{-8}$	383	$3,50 \cdot 10^{-5}$

Tabella 34 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale





In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

$$1R \text{ a1 Perdita significativa: } \lambda = 3,50 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.

Ipotesi n. 1R a2 Rottura manichette flessibili di scarico da nave metaniera (30.000 m³) a FSRU

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) viene trasferito dai serbatoi della nave metaniera ai serbatoi della nave FSRU, mediante bracci di carico collegati a manichette flessibili. Si considera l'uso contemporaneo, durante le operazioni di scarica, di 4 manichette flessibili, di diametro nominale 10".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 35 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola rottura significativa di una di tali manichette: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle manichette.

Considerando 46 operazioni di scarico della nave metaniera da 30.000 m³ all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 12,5 h per ogni scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 575 ore/anno.





La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
1R a2 - Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	4	$8,0 \cdot 10^{-4}$	$9,13 \cdot 10^{-8}$	575	$5,25 \cdot 10^{-5}$

Tabella 36 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

1R a2 Perdita significativa: $\lambda = 5,25 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.

Ipotesi n. 1R a3 Rottura manichette flessibili di scarico da nave metaniera (130.000 m³) a FSRU

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) viene trasferito dai serbatoi della nave metaniera ai serbatoi della nave FSRU, mediante bracci di carico collegati a manichette flessibili. Si considera l'uso contemporaneo, durante le operazioni di scarica, di 4 manichette flessibili, di diametro nominale 10".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 37 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola rottura significativa di una di tali manichette: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle manichette.





Considerando 2 operazioni di scarico della nave metaniera da 130.000 m³ all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 17,3 h per ogni scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 35 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
1R a3 - Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	4	$8,0 \cdot 10^{-4}$	$9,13 \cdot 10^{-8}$	35	$3,17 \cdot 10^{-6}$

Tabella 38 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

1R a3 Perdita significativa: $\lambda = 3,17 \cdot 10^{-6}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 2R Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera

Il BOG generato durante le operazioni di riempimento dei serbatoi della FSRU viene inviato, tramite i compressori High Duty della stessa FSRU, alla nave metaniera³.

Si considera la presenza di 2 compressori HD.

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Foro > 110 mm	Foro > 75 mm e ≤ 110 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2017	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$1,20 \cdot 10^{-2}$

Tabella 39 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizzano le perdite significative con fori con diametri maggiori di 25 mm e minori uguali di 75 mm e fori con diametri minori uguali di 25 mm: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere fori con diametri maggiori.

Considerando 94 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed il tempo effettivo di scarico del GNL previsto (sulla base delle diverse taglie delle metaniere considerate), è possibile calcolare il fattore di utilizzo in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 993 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per le ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per item	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$	2	$5,40 \cdot 10^{-4}$	$6,16 \cdot 10^{-8}$	993	$6,12 \cdot 10^{-5}$
	Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$	2	$2,40 \cdot 10^{-2}$	$2,74 \cdot 10^{-6}$	993	$2,72 \cdot 10^{-3}$

Tabella 40 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per le ipotesi di perdita significativa dei tipi Hole e Pinhole/crack del compressore sono:

2R a Perdita significativa del tipo Hole: $\lambda = 6,12 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

2R b Perdita significativa del tipo Pinhole / crack: $\lambda = 2,72 \cdot 10^{-3}$ occ/anno

Le ipotesi risultano credibili secondo i criteri adottati e saranno ulteriormente sviluppate nei paragrafi successivi.

³ *I compressori High Duty (HD) non saranno normalmente utilizzati in quanto il passaggio del GNL avverrà per differenza di pressione tra i serbatoi della FSRU e i serbatoi della nave metaniera; tuttavia, conservativamente, ai fini dell'analisi di rischio se ne considera l'uso per tutte le scariche.*





Ipotesi n. 3R Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU, il GNL fluisce dalla nave metaniera prima nelle manichette di scarica e poi nel collettore principale del GNL, con diametro prevalente di 24" (600 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 41 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 94 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed il tempo effettivo di scarico del GNL previsto (sulla base delle diverse taglie delle metaniere considerate), è possibile calcolare il fattore di utilizzo in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 993 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	235	$1,18 \cdot 10^{-4}$	$1,34 \cdot 10^{-8}$	993	$1,33 \cdot 10^{-5}$

Tabella 42 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa del collettore GNL di riempimento FSRU è:

3R Perdita significativa: $\lambda = 1,33 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 4R Linee di caricamento serbatoi FSRU durante caricamento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU, il GNL fluisce dalla nave metaniera prima nelle manichette di discarica, poi nel collettore principale del GNL ed infine sulle linee di caricamento dei serbatoi di GNL, con diametro 16" (400 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 43 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 94 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed il tempo effettivo di scarico del GNL previsto (sulla base delle diverse taglie delle metaniere considerate), è possibile calcolare il fattore di utilizzo in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 993 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
4R - Linee di caricamento taniche FSRU durante caricamento da nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	35	$1,75 \cdot 10^{-5}$	$2,00 \cdot 10^{-9}$	993	$1,98 \cdot 10^{-6}$

Tabella 44 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di caricamento dei serbatoi FSRU durante il caricamento da nave metaniera è:

4R Perdita significativa: $\lambda = 1,98 \cdot 10^{-6}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 5R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU dalla nave metaniera, sarà attiva anche la rigassificazione del GNL per l'invio onshore. L'ipotesi quindi considera le linee di mandata GNL delle pompe di alimentazione della sezione di rigassificazione e relativo collettore principale, caratterizzate da diametro prevalente di 14" (350 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 45 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 94 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed il tempo effettivo di scarico del GNL previsto (sulla base delle diverse taglie delle metaniere considerate), è possibile calcolare il fattore di utilizzo in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 993 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	262	$1,31 \cdot 10^{-4}$	$1,50 \cdot 10^{-8}$	993	$1,48 \cdot 10^{-5}$

Tabella 46 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera è:

$$5R \text{ Perdita significativa: } \lambda = 1,48 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 6R Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU dalla nave metaniera, all'interno dei serbatoi in ricezione saranno in funzione le pompe di ricircolo GNL (pompe sommerse). L'ipotesi considera le linee di ricircolo GNL delle pompe di ricircolo, caratterizzate da diametro prevalente di 2,6" (65 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni < 3"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-6}$	$1,00 \cdot 10^{-6}$

Tabella 47 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 94 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed il tempo effettivo di scarico del GNL previsto (sulla base delle diverse taglie delle metaniere considerate), è possibile calcolare il fattore di utilizzo in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 993 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f _{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
6R - Linea ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-6}$	221	$1,11 \cdot 10^{-3}$	$1,26 \cdot 10^{-7}$	993	$1,25 \cdot 10^{-4}$

Tabella 48 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera è:

6R Perdita significativa: $\lambda = 1,25 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 7R Linee di ritorno BOG a nave metaniera

Il BOG generato durante le operazioni di riempimento dei serbatoi della FSRU viene inviato alla nave metaniera, con i compressori High Duty⁴ della stessa FSRU, attraverso le linee di ritorno BOG, caratterizzate da diametro prevalente di 16” (400 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6”	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 49 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell’ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 94 operazioni di scarico della nave metaniera all’anno ed il tempo effettivo di scarico del GNL previsto (sulla base delle diverse taglie delle metaniere considerate), è possibile calcolare il fattore di utilizzo in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 993 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l’ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
7R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	233	$1,17 \cdot 10^{-4}$	$1,33 \cdot 10^{-8}$	993	$1,32 \cdot 10^{-5}$

Tabella 50 - Determinazione della frequenza di accadimento dell’ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l’ipotesi di perdita significativa delle linee di ritorno BOG a nave metaniera è:

7R Perdita significativa: $\lambda = 1,32 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L’ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.

⁴ *I compressori High Duty (HD) non saranno normalmente utilizzati in quanto il passaggio del GNL avverrà per differenza di pressione tra i serbatoi della FSRU e i serbatoi della nave metaniera; tuttavia, conservativamente, ai fini dell’analisi di rischio se ne considera l’uso per tutte le discariche.*





Ipotesi n. 8R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il GNL fluirà all'interno delle linee di mandata delle pompe di alimentazione della sezione di rigassificazione (pompe LNG Feed) e relativo collettore principale, caratterizzate da diametro prevalente di 14" (350 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 51 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
8R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	262	$1,61 \cdot 10^{-4}$	$1,50 \cdot 10^{-8}$	8760	$1,31 \cdot 10^{-4}$

Tabella 52 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU è:

8R Perdita significativa: $\lambda = 1,31 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 9R Linee di mandata pompe ad alta pressione

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il GNL prelevato dal ricondensatore sarà inviato dalle pompe ad alta pressione ai vaporizzatori, attraverso le linee di mandata delle pompe, caratterizzate da diametro 12” (300 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6”	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 53 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell’ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l’ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
9R - Linee di mandata pompe ad alta pressione	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	42	$2,10 \cdot 10^{-5}$	$2,40 \cdot 10^{-9}$	8760	$2,10 \cdot 10^{-5}$

Tabella 54 - Determinazione della frequenza di accadimento dell’ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l’ipotesi di perdita significativa delle linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster è:

$$9R \text{ Perdita significativa: } \lambda = 2,10 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

L’ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 10R Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il BOG generato durante le operazioni di svuotamento dei serbatoi della FSRU viene inviato, tramite i compressori Low Duty della stessa FSRU, al ricondensatore e ai motori. Si considera la presenza di 2 compressori LD, di cui normalmente solo uno in funzione.

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Foro > 110 mm	Foro > 75 mm e ≤ 110 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2017	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$1,20 \cdot 10^{-2}$

Tabella 55 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizzano le perdite significative con fori con diametri maggiori di 25 mm e minori uguali di 75 mm e fori con diametri minori uguali di 25 mm: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere fori con diametri maggiori.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per le ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per item	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
10R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$	1	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$3,08 \cdot 10^{-8}$	8760	$2,70 \cdot 10^{-4}$
	Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$	1	$1,20 \cdot 10^{-2}$	$1,37 \cdot 10^{-6}$	8760	$1,20 \cdot 10^{-2}$

Tabella 56 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per le ipotesi di perdita significativa dei tipi Hole e Pinhole/crack del compressore sono:

10R a Perdita significativa del tipo Hole: $\lambda = 2,70 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

10R b Perdita significativa del tipo Pinhole / crack: $\lambda = 1,20 \cdot 10^{-2}$ occ/anno

Le ipotesi risultano credibili secondo i criteri adottati e saranno ulteriormente sviluppate nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 11R Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il BOG generato durante le operazioni di svuotamento dei serbatoi della FSRU viene inviato, tramite i compressori Low Duty della stessa FSRU, al ricondensatore ed ai motori, attraverso le linee del BOG, caratterizzate da diametro prevalente di 18" (450 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 57 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto, il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
14R - Linee di ritorno BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	233	$1,17 \cdot 10^{-4}$	$1,33 \cdot 10^{-8}$	8760	$1,17 \cdot 10^{-4}$

Tabella 58 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di ritorno BOG da serbatoi GNL FSRU è:

11R Perdita significativa: $\lambda = 1,17 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 12R a Bracci di scarico ad alta pressione da FSRU a metanodotto onshore

Il Gas Naturale gassificato viene inviato al metanodotto onshore, mediante bracci di scarico. Si considera l'uso contemporaneo, durante le operazioni di invio al metanodotto, di 2 bracci, di diametro nominale 10".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 59 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola rottura significativa di una di tali manichette: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle manichette.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di invio GN a metanodotto avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura				f_{utilizzo}	λ_{finale}	
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
12R a – Bracci di scarico ad alta pressione da FSRU a metanodotto onshore	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	2	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$4,57 \cdot 10^{-8}$	8760	$4,00 \cdot 10^{-4}$

Tabella 60 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

12R a Perdita significativa: $\lambda = 4,00 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 13R Metanodotto onshore fino a sistema PIL

Il Gas Naturale gassificato viene inviato al metanodotto onshore, mediante bracci di scarico. Il metanodotto di banchina sarà caratterizzato da un diametro nominale di 20” (500 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6”	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 61 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell’ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di invio GN a metanodotto avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l’ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
13R - Metanodotto onshore fino a sistema PIL	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	250	$1,25 \cdot 10^{-4}$	$1,43 \cdot 10^{-8}$	8760	$1,25 \cdot 10^{-4}$

Tabella 62 - Determinazione della frequenza di accadimento dell’ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l’ipotesi di perdita significativa del metanodotto onshore fino a sistema PIL è:

13R Perdita significativa: $\lambda = 1,25 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L’ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 14R Manichette riempimento gasolio

La FSRU è dotata di serbatoi per gasoli ed oli combustibili ma l'unico carburante liquido che sarà usato sarà il gasolio, pertanto l'ipotesi è formulata solo per i rifornimenti di gasolio. Tali rifornimenti avverranno via nave mediante una manichetta flessibile, di diametro nominale 4".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/ore	occ/ore
Rottura manichetta pressurizzata	TNO Purple Book Ed. 2005	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$4,00 \cdot 10^{-6}$

Tabella 63 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la rottura significativa di una manichetta.

Considerando 10 operazioni di rifornimento di gasolio all'anno ed un tempo effettivo di rifornimento pari a circa 5,5 h ad operazione, è possibile calcolare il fattore di utilizzo della manichetta in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 55 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura			f utilizzo	λ_{finale}	
	Riferimento	occ/ore	occ/anno	h/anno	occ/anno	
14R - Manichette riempimento gasolio	Perdita significativa	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$3,50 \cdot 10^{-1}$	$4,00 \cdot 10^{-5}$	55	$2,20 \cdot 10^{-3}$

Tabella 64 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

14R Perdita significativa: $\lambda = 2,20 \cdot 10^{-3}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati ma non sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi per le seguenti considerazioni:

- Il Gasolio viene movimentato alla temperatura ambiente
- Il Gasolio non è caratterizzato da frasi di rischio di infiammabilità che lo rendano suscettibile di innesco a temperatura ambiente
- Le operazioni di movimentazione del Gasolio saranno svolte con l'utilizzo di mezzi di contenimento (ad es. panne galleggianti) e pertanto un eventuale sversamento non comporterebbe effetti ambientali significativi.





C.4.1.2.3 Individuazione degli eventi finali (TOP EVENTS)

Le tipologie di scenario attese per i vari eventi incidentali sono qui di seguito descritte:

Incendio di pozza (Pool Fire)	: incendio di una pozza di liquido al suolo, senza effetti esplosivi.
Getto incendiato (Jet-Fire)	: incendio di un getto gassoso effluente da recipienti a pressione.
Incendio di vapori (Flash-Fire)	: incendio di una nuvola di gas con effetto non esplosivo.
Esplosione Non confinata di vapori (UVCE)	: fenomeno simile a quello descritto in Flash-Fire con la differenza che l'effetto è esplosivo ed in ambiente non confinato.
Dispersione (Dispersion)	: dispersione dei vapori di idrocarburi senza effetti dannosi

Metodologie utilizzate per l'individuazione degli scenari incidentali e delle relative frequenze

Per caratterizzare gli scenari incidentali conseguenti alle cause iniziatrici, si è fatto uso della tecnica degli Alberi degli Eventi; in tal modo è possibile determinare anche la probabilità di accadimento degli scenari.

La caratterizzazione degli scenari incidentali plausibili per la causa iniziatrice esaminata viene effettuata valutando la presenza di vari fattori. Tali fattori sono riconducibili alla presenza o meno di innesco immediato o ritardato, all'azionamento di sistemi tali da ridurre il rilascio della sostanza pericolosa, all'azionamento di sistemi di raffreddamento, ecc.

L'assegnazione, sulla base di dati statistici o ingegneristici, di un valore probabilistico ai fattori citati rende inoltre possibile la quantificazione delle frequenze degli scenari incidentali conseguenti.

Per gli eventi con rilascio di Gas Naturale in fase liquida è stato inserito un fattore per tenere conto della quota parte della quantità di GNL rilasciata che rimane allo stato liquido subito dopo il rilascio, corrispondente al "rain-out": in tal modo gli eventi conseguenti al rilascio di GNL potrebbero essere un incendio da pozza e/o un getto incendiato.





Inoltre è stata anche valutata la probabilità di intervento per il sezionamento di una eventuale perdita, attuata in automatico dai sistemi di sicurezza del Terminale e operativamente da remoto (ad es. dalla sala controllo della nave), per tenere conto della progettazione delle installazioni del Terminale ed in particolare:

- Lato nave, dove la FSRU è progettata per garantire il sezionamento delle linee e delle apparecchiature (sia per la fase gas che per la fase liquida) mediante valvole ad azionamento automatico (motorizzate o idrauliche);
- lato banchina, dove le manichette dispongono di apposito sistema ERS (Emergency Release Systems) per la disconnessione in sicurezza dal manifold di nave e in ingresso al collettore in banchina sono installate valvole di emergenza SDV per l'intercettazione e protezione del sistema di trasporto gas a terra.

Tale probabilità, modellata nell'albero degli eventi dalla porta "Interventi sistemi di sicurezza e da remoto", è stata assunta pari alla combinazione (in AND) della indisponibilità di una valvola di blocco in chiusura (pari a 0,0095 occ/anno – fonte Oreda 2009) e della probabilità di mancato intervento su allarme assunta pari a 0,001 (fonte: Human factors in the calculation of loss of containment frequencies", E&P Forum QRA Datasheet Directory, rev.0).

Per stimare l'indice d'indisponibilità dei sistemi di sicurezza utilizzato negli alberi degli eventi, è stata utilizzata la metodologia degli alberi di guasto: è stato pertanto predisposto uno specifico albero di guasto, disponibile in ALLEGATO C.4.1-2 con il calcolo del valore utilizzato. Per le ipotesi all'interno della sala macchine denominata "Cargo machinery room", in cui è presente un sistema di soffocamento a CO₂, è stata inserita una ulteriore porta nell'albero degli eventi e l'indisponibilità di tale sistema di soffocamento è stata valutata mediante albero di guasto, disponibile in ALLEGATO C.4.1-2.

Molto importante risulta essere, per le sostanze infiammabili, la probabilità di innesco: a seconda che vi sia o meno innesco e che questo sia immediato o ritardato gli scenari che ne derivano sono infatti differenti.

I valori della probabilità di innesco immediato, presi a riferimento nei vari scenari di incendio, dipendono dalla portata del rilascio, mentre i valori della probabilità di innesco ritardato dipendono dalla quantità totale rilasciata; i dati statistici sulle probabilità d'innesco immediato sono ricavati dal TNO "Purple Book" ed. 2005; i dati statistici sulle probabilità d'innesco ritardato sono ricavati da B.J. Wiekema - TNO "Analysis of Vapour Cloud Accidents". Di seguito si riportano le due tabelle di riferimento.





PROBABILITÀ DI INNESCO IMMEDIATO			
RILASCIO		SOSTANZA	
CONTINUO	ISTANTANEO	LIQUIDO	GAS, REATTIVITÀ BASSA
< 10 kg/s	< 1000 kg	0,065	0,020
10 – 100 kg/s	1000 – 10000 kg	0,065	0,040
> 100 kg/s	> 10000 kg	0,065	0,090

Tabella 65 - Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco immediato per le installazioni fisse

PROBABILITÀ DI INNESCO RITARDATO	
ENTITÀ DEL RILASCIO TOTALE	PROBABILITÀ
$Q < 100 \text{ kg}$	0,001
$100 \text{ kg} < Q < 1000 \text{ kg}$	0,01
$Q > 1000 \text{ kg}$	0,1

Tabella 66 - Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco ritardato per le installazioni fisse

Un ulteriore fattore da considerare è infine la probabilità di confinamento dei vapori, funzione del layout dell'installazione (congestionamento dell'area di processo, presenza di confinamenti fisici, ecc.).

L'evolvere delle cause iniziatrici verso i vari scenari dipende, in termini di frequenza, dalla quantità rilasciata la quale a sua volta dipende dalla geometria del rilascio e dal tempo di intervento necessario ad eliminare la perdita, valutato in base alla struttura organizzativa del Terminale e alle protezioni previste sull'installazione (si rimanda al paragrafo relativo alla valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali per ulteriori dettagli).

In ALLEGATO C.4.1-3 si riportano gli alberi degli eventi sviluppati, suddivisi per area funzionale di impianto.

ALLEGATO C.4.1-3 ALBERI DEGLI EVENTI

Nella seguente tabella si riporta il riepilogo dei possibili esiti per ogni ipotesi incidentale risulta credibile secondo i criteri adottati, rimandando all'allegato per ulteriori dettagli sui fattori applicati nei diversi rami degli alberi degli eventi.

È possibile osservare negli alberi degli eventi che, nel caso di efficace intervento del sezionamento di una eventuale perdita, attuata in automatico dai sistemi di sicurezza del Terminale e operativamente da remoto (ad es. dalla sala controllo della nave), nessuno degli eventi incidentali risulta credibile.

Gli scenari incidentali credibili secondo i criteri adottati sono evidenziati in grigio.





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Possibile esito	Frequenza Scenario
			(occ/anno)		(occ/anno)
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	a1) Perdita significativa - Nave da 7.500 m3	3,50E-05	POOL-FIRE	2,25E-06
				JET-FIRE	7,00E-09
				UVCE	3,27E-08
				FLASH-FIRE	3,24E-06
				DISPERSION	2,95E-05
		a2) Perdita significativa - Nave da 30.000 m3	5,25E-05	POOL-FIRE	3,38E-06
				JET-FIRE	1,05E-08
				UVCE	4,91E-08
				FLASH-FIRE	4,86E-06
		a3) Perdita significativa - Nave da 130.0000 m3	3,17E-06	POOL-FIRE	2,04E-07
				JET-FIRE	6,33E-10
				UVCE	2,96E-09
Riempimento FSRU	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	a) Hole	6,12E-05	JET-FIRE	1,22E-06
				VCE	7,58E-14
				FLASH-FIRE	6,00E-08
				DISPERSION	5,99E-05
		b) Pinhole / crack	2,72E-03	JET-FIRE	5,44E-05
				VCE	3,37E-13
				FLASH-FIRE	2,67E-07
				DISPERSION	2,67E-03
Riempimento FSRU	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,33E-05	POOL-FIRE	8,57E-07
				JET-FIRE	2,66E-09
				UVCE	1,25E-08
				FLASH-FIRE	1,23E-06
Riempimento FSRU	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,98E-06	DISPERSION	1,12E-05
				POOL-FIRE	1,28E-07
				JET-FIRE	3,97E-10
				UVCE	1,86E-09
				FLASH-FIRE	1,84E-07
Riempimento FSRU	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,48E-05	DISPERSION	1,67E-06
				POOL-FIRE	9,56E-07
				JET-FIRE	2,97E-09
				UVCE	1,39E-08
				FLASH-FIRE	1,38E-06
Riempimento FSRU	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	1,25E-04	DISPERSION	1,25E-05
				POOL-FIRE	1,25E-05
				JET-FIRE	2,51E-06
				UVCE	1,23E-08
				FLASH-FIRE	1,22E-06
				DISPERSION	1,22E-04





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Possibile esito	Frequenza Scenario
			(occ/anno)		(occ/anno)
Riempimento FSRU	7R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	1,32E-05	JET-FIRE	2,64E-07
				UVCE	1,29E-09
				FLASH-FIRE	1,28E-07
				DISPERSION	1,28E-05
FSRU in rigassificazione	8R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	1,31E-04	JET-FIRE	5,24E-06
				UVCE	1,26E-07
				FLASH-FIRE	1,25E-05
				DISPERSION	1,13E-04
FSRU in rigassificazione	9R - Linee di mandata pompe ad alta pressione	Perdita significativa	2,10E-05	JET-FIRE	8,40E-07
				UVCE	2,02E-08
				FLASH-FIRE	2,00E-06
				DISPERSION	1,81E-05
FSRU in rigassificazione	10R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	a) Hole	2,70E-04	JET-FIRE	5,40E-06
				VCE	3,34E-13
				FLASH-FIRE	2,65E-07
				DISPERSION	2,64E-04
		b) Pinhole / crack	1,20E-02	JET-FIRE	2,40E-04
				VCE	1,49E-12
				FLASH-FIRE	1,18E-06
				DISPERSION	1,18E-02
FSRU in rigassificazione	11R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	1,17E-04	JET-FIRE	2,33E-06
				UVCE	1,14E-08
				FLASH-FIRE	1,13E-06
				DISPERSION	1,13E-04
FSRU in rigassificazione	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	1,30E-05	JET-FIRE	2,60E-07
				UVCE	1,27E-09
				FLASH-FIRE	1,26E-07
				DISPERSION	1,26E-05
FSRU in rigassificazione	6H - Rottura di uno dei tubi del vaporizzatore ad acqua mare e glicole 60-E-01 A	-	1,20E-05	JET-FIRE	1,08E-10
				UVCE	1,09E-14
				FLASH-FIRE	1,08E-12
				DISPERSION	1,09E-09
Invio GN a metanodotto	12R - Bracci ad alta pressione di scarico da FSRU a metanodotto onshore	Perdita significativa	4,00E-04	JET-FIRE	1,60E-05
				UVCE	3,84E-07
				FLASH-FIRE	3,80E-05
				DISPERSION	3,46E-04
Invio GN a metanodotto	13R - Metanodotto onshore fino a sistema PIL	Perdita significativa	1,25E-04	JET-FIRE	5,00E-06
				UVCE	1,20E-07
				FLASH-FIRE	1,19E-05
				DISPERSION	1,08E-04

Tabella 67 - Riepilogo degli scenari incidentali credibili





C.4.1.2.4 Approfondimento su sistemi di sicurezza ERS

Entrambi i sistemi di trasferimento del gas naturale, sia in fase liquida come GNL in discarica dalle navi LNGC che in fase gas vaporizzato, sono dotati di sistemi di sicurezza di sgancio rapido.

Per quanto riguarda la configurazione STS, in caso di allontanamento delle navi il sistema di sicurezza in maniera automatica, attraverso i cavi che provvedono alla misura della distanza tra le due navi, alla distanza di 6 m attiva la fermata delle pompe di carico e la chiusura delle valvole ESD delle rispettive navi e a distanza di circa 10 m avviene lo sgancio rapido, con conseguente messa in sicurezza delle manichette che si appoggeranno in maniera sicura alla fiancata della nave ricevente.

In Figura 30 sono mostrati ulteriori dettagli sul sistema di sicurezza ERS, che prevede una soglia di preallarme e due soglie di intervento, come appena descritto (la fotografia è puramente esplicativa e non rappresenta la nave in oggetto).

Si osserva che un eventuale distacco manichette con intervento del sistema ERS comporterebbe un rilascio ridotto di GNL sul ponte delle navi, dal momento che il sezionamento avviene sui manifold di collegamento (si osservi il tipico collegamento in Figura 29 e le dimensioni della valvola ERS, con lunghezza di 0,96 m, sulla destra in Figura 30).



Figura 29 – Tipico collegamento STS per trasferimento GNL





	HORIZONTAL DISTANCE BETWEEN SHIPS [METERS]	ELAPSED TIME [SECONDS]
PRE-ALARM	8.10	5.9
ESD1	7.82	19.7
ESD2	10.01	37.2
RELEASE COMPLETED	11.76	51.2

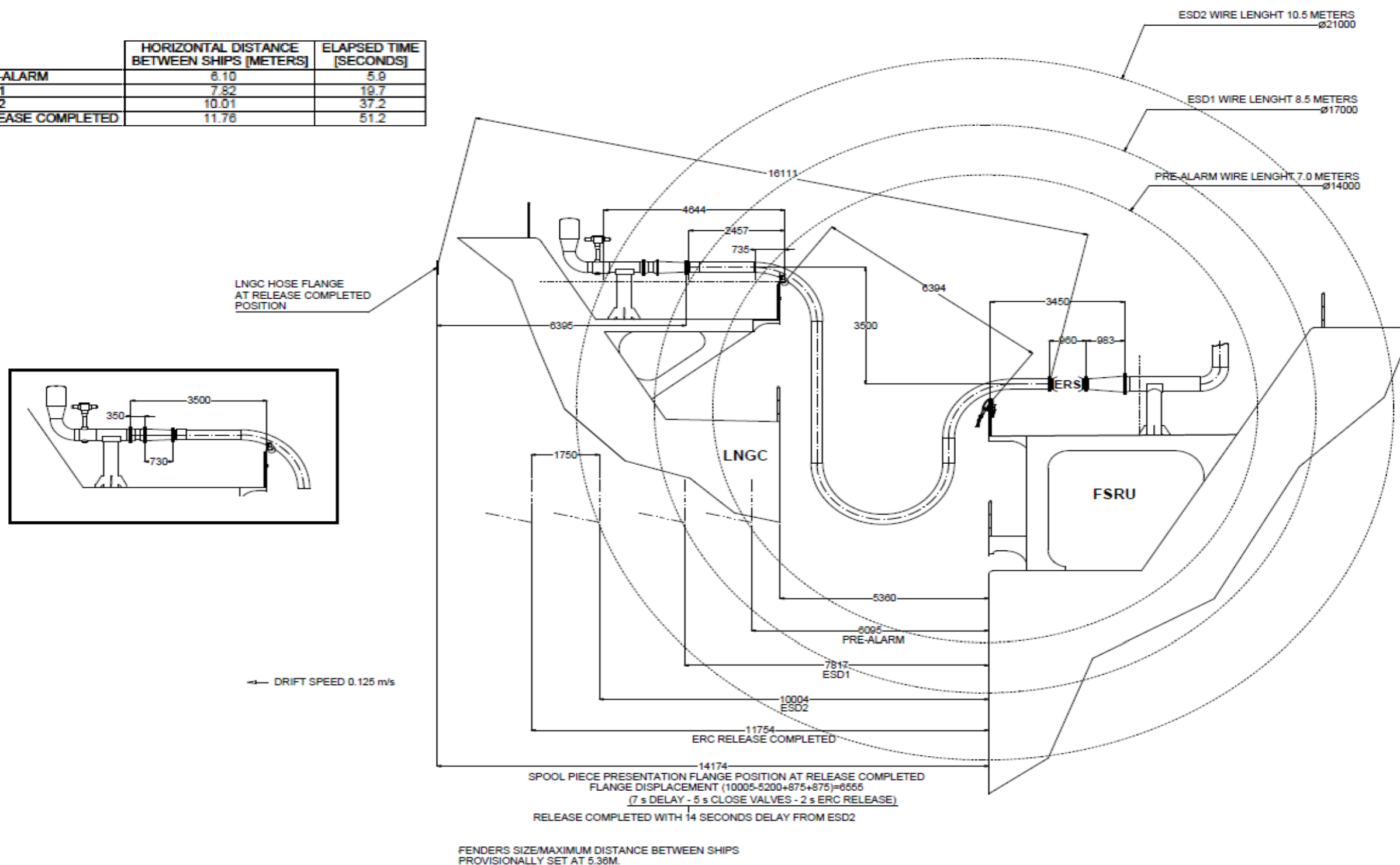


Figura 30 – Dettagli sistema di sicurezza ERS per sgancio manichette di trasferimento tra navi





Analogamente, per quanto riguarda i bracci di invio GN al metanodotto di banchina, in caso di allontanamento della FSRU dalla banchina tale da comportare una significativa perdita degli ormeggi, il sistema di sezionamento e sgancio rapido dei bracci di trasferimento interverrebbe automaticamente: anche in questo caso il rilascio di GN sarebbe estremamente ridotto e corrispondente alla distanza tra le valvole di blocco.

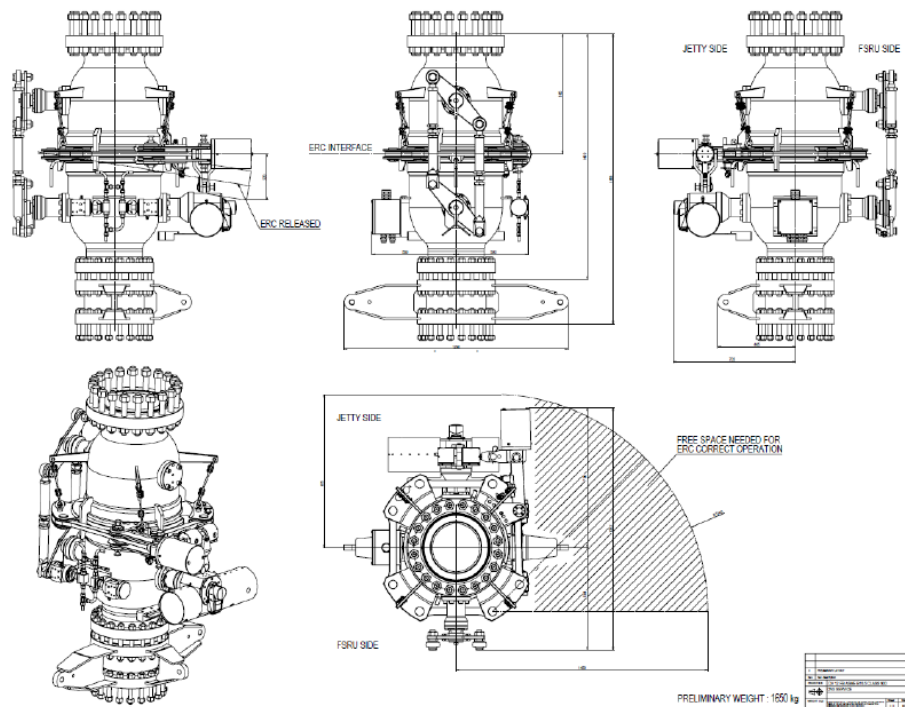


Figura 31 – Valvole di blocco sistema ERS scarico gas

In merito allo svolgimento delle altre attività connesse con il rigassificatore (ingresso e uscita navi, accosto e ormeggio, connessione, discarica GNL, rigassificazione), durante condizioni meteo avverse le procedure operative del Terminale prevederanno di non procedere alle operazioni di accosto, ormeggio, connessione e carico/scarico GNL e rigassificazione e pertanto, in tali condizioni, non saranno previsti ingressi e uscite di navi. Saranno inoltre rispettate le indicazioni delle ordinanze della Capitaneria di Porto di Porto Torres.





C.4.1.2.5 Nota sui fenomeni di Sloshing

Di seguito si riportano valutazioni sul fenomeno dello sloshing all'interno dei serbatoi della FSRU o della nave metaniera in STS in condizioni meteo avverse.

Lo sloshing, ovvero il movimento del pelo libero di un liquido all'interno del suo recipiente, è un fenomeno che può essere di interesse nell'ambito del trasporto via mare di GNL, durante la navigazione delle metaniere: tale movimento infatti può creare onde all'interno del serbatoio con potenziale danneggiamento del serbatoio stesso.

Considerando che la nave FSRU sarà permanentemente ormeggiata all'interno del porto, e quindi limitatamente esposta agli effetti di condizioni meteomarine avverse grazie alla protezione delle dighe portuali, il fenomeno non risulterà pertanto di interesse. Per quanto riguarda la nave metaniera in configurazione STS, quindi collegata con la FSRU, in tale configurazione anche essa sarà ancorata e ormeggiata all'interno dello specchio acqueo protetto interno del porto: pertanto valgono analoghe considerazioni.

Si sottolinea ad ogni modo che:

- il sistema di ormeggio della FSRU è stato progettato tenendo conto delle condizioni meteomarine avverse ragionevolmente prevedibili, secondo le norme tecniche di riferimento e al fine di definire e limitare gli spostamenti della FSRU; le analisi sono state effettuate considerando la condizione con la sola FSRU ormeggiata alla banchina, sia in condizioni di ormeggio Ship-To-Ship con la nave metaniera affiancata e connessa dalle manichette criogeniche;
- le operazioni di carico e scarico saranno sospese nelle condizioni meteomarine avverse, che saranno individuate e specificate dalla Capitaneria di Porto;
- durante la gassificazione e lo scarico, eventuali fenomeni che possano indurre “movimenti impropri” della nave (e del suo carico) per distacco di ormeggi o condizioni meteo avverse sono protette dai sistemi di sgancio di emergenza previsti per le manichette di trasferimento.

C.4.1.2.6 Ubicazione dei punti critici degli impianti

L'ubicazione dei punti critici del Terminale, in relazione alle ipotesi incidentali individuate è visibile sulle mappe delle conseguenze in ALLEGATO C.4.3-1





C.4.1.2.7 Identificazione e analisi degli eventi NATECH

Con riferimento all'analisi degli eventi incidentali determinati da cause naturali (NATECH: Natural Hazard Triggering Technological Disasters) si rimanda a quanto riportato nel Paragrafo C.3.

C.4.2 Stima delle conseguenze degli scenari incidentali

Come descritto ai paragrafi precedenti, sono state valutate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione delle conseguenze di tali scenari è stata effettuata considerando gli scenari con frequenza di accadimento superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ occasioni/anno.

La stima delle conseguenze degli scenari incidentali è stata suddivisa in due parti, valutando separatamente:

- Gli scenari energetici (irraggiamento, dispersione di sostanze infiammabili, ecc.).
- Gli scenari di rilascio e dispersione di sostanze pericolose per l'ambiente sulle componenti ambientali sensibili (suolo, sottosuolo, falda, mare, ecc.).

Le due categorie sono state definite per brevità:

- Scenari incidentali.
- Effetti sugli elementi ambientali sensibili.

C.4.2.1 Criteri adottati per la valutazione degli scenari incidentali

Si riportano alcune note relative alle ipotesi di lavoro utilizzate per la valutazione degli scenari incidentali, che sono state ritenute degne di particolare attenzione.





C.4.2.1.1 Geometria dei rilasci – termini sorgente

In caso di perdita per rottura da apparecchiature, linee, flange, ecc., le sezioni di efflusso non sono univocamente definite ma vengono valutate caso per caso. Nota la geometria del rilascio e le condizioni di esercizio al momento della rottura, mediante programmi di simulazione si valuta la portata del rilascio. Relativamente alle sorgenti in esame sono stati considerati seguenti diametri di rilascio:

- Danneggiamento manichette di travaso:
 - 20% del diametro della manichetta per la perdita significativa;
 - 100% del diametro manichetta per lo strappo.
- Danneggiamento compressori:
 - 25 mm per la perdita significativa del tipo pinhole/crack;
 - 75 mm per la perdita significativa del tipo hole.
- Danneggiamento tubazioni:
 - 20% del diametro della tubazione per diametri $DN > 200$ mm per la perdita significativa;
 - 100% del diametro della tubazione per diametri $DN \leq 200$ mm per la perdita significativa.

Per il calcolo della portata di efflusso per gli eventi legati ad alcune ipotesi, è stata considerata la massima portata di esercizio nell'assetto operativo considerato, ed in particolare:

1. portata operativa di una delle pompe di ricircolo GNL per lo scenario 6R “Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera”, pari a circa 6,4 kg/s (le pompe di ricircolo GNL vengono normalmente usate per la gestione dei serbatoi senza operazioni di scarico GNL in corso);
2. somma delle portate delle 4 pompe ad alta pressione, pari a circa 97 kg/s, per lo scenario 9R “Linee di mandata pompe ad alta pressione”;
3. massima portata operativa del compressore LD per lo scenario 11R “Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU”, pari a circa 1,06 kg/s.

I riferimenti bibliografici impiegati nell'analisi sviluppata sono il documento (1994) del Ministero dell'Interno intitolato “Attività a rischio di incidente rilevante – Guida alla lettura, all'analisi e alla valutazione dei rapporti di sicurezza” e “HSE - Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment – 2017”.





C.4.2.1.2 Tempi di intervento e durate dei rilasci

Per il calcolo del quantitativo totale rilasciato è necessaria la valutazione del tempo di rilascio, coincidente con il tempo di intervento necessario per eliminare la perdita.

Il tempo d'intervento utilizzato per la stima delle conseguenze dello scenario incidentale ipotizzato è stato adottato tenendo conto della presenza o assenza di sistemi di rilevazione (allarme e/o blocco) e delle zone presidiate, valutati in accordo alla struttura organizzativa, alle protezioni presenti ed a quanto descritto nel D.M. 15/05/1996⁵.

Il D.M. del 15/05/1996 stabilisce che i tempi di intervento mediamente assunti a seguito di un rilascio di fluidi di tipologia simile a quelli in esame, sono:

- 20 – 40 secondi, in presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico;
- 1 – 3 minuti, in presenza di valvole motorizzate con allarme a mezzo di pulsanti di emergenza installati in più punti del deposito;
- 3 – 5 minuti, in presenza di valvole motorizzate ad azionamento remoto manuale da un solo punto;
- 10 – 30 minuti in presenza di valvole manuali.

Il tempo di intervento adottato tiene conto delle indicazioni del suddetto Decreto e dei sistemi tecnici installati.

Per quanto sopra sono state adottate le seguenti tempistiche in relazione all'area in esame e alle apparecchiature sorgenti di scenari incidentali:

- Manichette di trasferimento GNL – perdita significativa: 2,3 minuti, di cui 120 s per l'azionamento a distanza delle valvole motorizzate ed il tempo restante per la chiusura delle valvole di sezionamento motorizzate (calcolato sulla base del diametro delle manichette di trasferimento);
- Compressori HD: 78 secondi, di cui 30 secondi per l'intervento del sistema di rilevazione ed il tempo restante per la chiusura valvole di sezionamento motorizzate (calcolato sulla base del diametro delle linee dei compressori). I compressori di BOG infatti sono installati all'interno della sala macchine sul ponte principale ("Cargo Machinery Room") dotata di impianto di rilevazione e di impianto di soffocamento a CO₂.
- Compressori LD: 46 secondi, di cui 30 secondi per l'intervento del sistema di rilevazione ed il tempo restante per la chiusura valvole di sezionamento motorizzate (calcolato sulla base del diametro delle linee dei compressori). I compressori di BOG infatti sono installati all'interno della sala macchine sul ponte principale ("Cargo Machinery Room") dotata di impianto di rilevazione e di impianto di soffocamento a CO₂.

⁵ Decreto Ministeriale del 15/05/1996 "Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (GPL)."





- Tubazioni e accoppiamenti flangiati: tempi inferiori a 3 minuti, di cui 60 secondi per l'intervento operativo (in linea con le indicazioni del decreto tenendo conto della presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico e della presenza di valvole motorizzate con allarme a mezzo di pulsanti di emergenza installati in più punti del deposito) ed il tempo restante per la chiusura a distanza delle valvole motorizzate/idrauliche (calcolato sulla base del diametro delle tubazioni).
- Rilascio da sfiato (ipotesi 1H): 3600 secondi, tempo ritenuto ragionevole per il ripristino del compressore di cui si è ipotizzato il danneggiamento.
- Disco di rottura (ipotesi 6H): 1 secondo, considerando l'istantaneità dell'intervento del disco di rottura al raggiungimento della pressione di rottura.

Con riferimento alla tabella 39 della Linea Guida VVF (1994), il tempo di intervento di 5 minuti è da adottare quando il sezionamento deve essere attuato da luogo remoto e sicuro e "il rilascio deve essere rilevato, comunicato e diagnosticato con pari grado di rapidità".

SISTEMA	TEMPO DI INTERVENTO (min.)	CONDIZIONI OPERATIVE ED IMPIANTISTICHE
automatico	< 1	Da impiegarsi solo nel caso di rilevamento del rilascio e chiusura delle valvole automatici, senza l'intervento umano, o con dispositivi "intrinsecamente automatici". L'intervento umano può aversi solo se il dito dell'operatore è già posato su un pulsante di azionamento ubicato in prossimità del rilascio. (es.: accoppiamenti tipo "break-away", valvole di eccesso flusso = 1)
remoto rapido	< 5	La valvola deve essere chiusa intervenendo da luogo remoto e sicuro. Il rilascio deve essere rilevato, comunicato, e diagnosticato con pari grado di rapidità. (es.: valvole di "shut-off" ad azionamento remoto = 5)
remoto lento	< 10	La valvola deve essere chiusa da luogo remoto ma il sistema di rilevamento, comunicazione e diagnosi è più lento. Ciò può avvenire se è richiesta la verifica del rilevamento iniziale da un controllo indipendente. (es.: come sopra da azionare previa diagnosi = 10)
manuale	> 20	L'isolamento è possibile solo per intervento manuale. E' richiesto l'intervento di una squadra di emergenza e l'impiego sulla valvola di almeno due operatori muniti di tute a protezione totale e apparati di protezione delle vie respiratorie. Il valore corrisponde alla durata minima rilevata su base storica. (es.: valvole manuali = 20))
riparazione	> 30	Non esistono valvole ed il rilascio deve essere intercettato applicando fasce, toppe, ecc.. E' necessario l'intervento di una squadra di intervento al completo con una struttura organizzativa di supporto ed attrezzature adeguate. Da impiegarsi per fori su recipienti a pressione e cisterne quando non si dispone di altri mezzi per intercettare la fuoriuscita dal foro. Si è in presenza di un livello di sicurezza estremamente basso. (es.: riparazione di un serbatoio = 30)

Figura 32 – Estratto Linea Guida VVF (1994) con tabella tempi di intervento





I top event individuati hanno come sorgenti manichette, compressori e tubazioni di trasferimento. Le aree di rilascio sono dotate di rilevatori con segnale riportato in sala controllo principale o di sistemi di allarme e monitoraggio in grado di segnalare tempestivamente eventuali anomalie. Inoltre, tutti i circuiti sono dotati di valvole di sezionamento ad azionamento remoto e sicuro.

Come mostrato anche nella Figura 30, lo scenario di allontanamento delle navi ed intervento del sistema ERS comporta l'istantanea messa in sicurezza con rilascio, al più, di una piccola porzione del volume della manichetta, per le seguenti ragioni:

- Presenza di sensori di prossimità che alla distanza di 7 metri di cavo tra le due navi (cavo “wired-length”) attivano la logica ESD-1, che agisce fermando le pompe cargo della nave metaniera in discarica e chiusura valvole ESD delle due navi;
- Presenza di sensori di prossimità che alla distanza di 10 metri di cavo tra le due navi (cavo “wired-length”) attivano la logica ESD-2, che chiude le valvole ERS e disaccoppia le valvole ERS (già chiuse) e consente lo sgancio rapido delle manichette senza che il loro contenuto venga rilasciato.



Figura 33 – Dettaglio fotografico tipico di un accoppiamento manichette





C.4.2.1.3 Condizioni meteorologiche

Un'altra ipotesi di lavoro riguarda le condizioni meteorologiche assunte per i modelli di simulazione degli incidenti. Nella valutazione degli effetti incidentali si considerano i valori medi di temperatura ed umidità atmosferica, mentre le condizioni di stabilità atmosferica e velocità del vento considerate sono quelle indicate dal D.M. 15/05/1996 e D.M. 20/10/1998.

Vento	Temperatura ambiente media
- 2 m/s	- 25°C
- 5 m/s	
Umidità relativa media	Classe di stabilità di Pasquill/Guilford:
- 70%	- D5 neutra
	- F2 molto stabile

C.4.2.1.4 Valutazione degli scenari di UVCE

Facendo riferimento a quanto definito nell'Appendice III del D.M. 15/05/1996 "Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (GPL)", la probabilità dell'innesco di una nube di vapori infiammabili dipende dai seguenti fattori:

- quantità di vapori nel campo di infiammabilità;
- tipologia di confinamento / geometria del luogo.

Secondo tale D.M., la probabilità che l'innesco di una nube di GPL determini un'esplosione di nube di tipo non confinato (UVCE) anziché un FLASH - FIRE risulta non trascurabile solo quando:

- il rilascio interessi un ambiente essenzialmente chiuso;
- quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 1,5 t, se in ambiente parzialmente confinato (es. in presenza di grossi edifici o apparecchiature industriali nello spazio di sviluppo della nube);
- quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 5 t, se in ambiente non confinato.

Al di sotto dei limiti predetti, il contributo dell'esplosione di nube al rischio globale può ritenersi marginale e pertanto non rilevante ai fini di una valutazione complessiva del deposito.

Tali criteri, che sono stati formulati per il GPL, possono essere estesi al Gas Naturale: si osserva che il Gas Naturale è caratterizzato da un peso specifico minore rispetto all'aria, al contrario del GPL, e che questa caratteristica ne facilita la dispersione senza conseguenze.

Ai fini dell'analisi di rischio, a favore di sicurezza, è stato assunto un valore più conservativo rispetto a quanto indicato dal citato decreto, sviluppando la





valutazione delle esplosioni senza limiti sulla quantità di massa rilasciata che risulta nel campo di infiammabilità.

Inoltre è stato applicato il metodo indicato nel TNO Yellow Book relativo al “blast strenght index” con identificazione dei parametri energia di ignizione, ostruzione e confinamento parallelo al piano. In particolare, con riferimento alla tabella 5.3 è stato considerato il valore mediano della categoria 9 ossia una classe 4 per l’indice “blast strenght”.

Table 5.3 Initial blast strenght index

Blast strength category	Ignition energy		Obstruction			Parallel plane confinement	Multi-Energy Unconfined	Class
	Low	High	High	Low	No			
	(L)	(H)	(H)	(L)	(N)			
1		H	H			C		7-10
2		H	H				U	7-10
3	L		H			C		5-7
4		H		L		C		5-7
5		H		L			U	4-6
6		H			N	C		4-6
7	L		H				U	4-5
8		H			N			4-5
9	L			L		C		3-5
10	L			L			U	2-3
11	L				N	C		1-2
12	L				N		U	1

C.4.2.1.5 Modelli di calcolo

Per la modellazione specifica degli scenari incidentali e delle relative conseguenze, è stato utilizzato il modello di calcolo in concessione d’uso alla società scrivente PHAST 8.9 edito da DNV (ultima versione disponibile a luglio 2024).

C.4.2.2 Scenari incidentali

Nelle seguenti tabelle si riportano le ipotesi e gli effetti relativi agli scenari incidentali credibili.

Per ciascuna delle ipotesi incidentali si mostrano:

- la frequenza delle ipotesi incidentali;
- le tipologie degli scenari incidentali conseguenti;
- la frequenza di accadimento degli scenari incidentali credibili;
- gli effetti degli scenari incidentali.





Per quanto riguarda i tabulati di calcolo degli scenari, si rimanda all'ALLEGATO C.4.2-1.

ALLEGATO C.4.2-1 ELABORATI DI CALCOLO

Qualora abbia a verificarsi uno degli eventi di seguito descritti, si attiverà la messa in sicurezza sezionando le apparecchiature ed azionando i dispositivi antincendio nell'area interessata. In particolare:

- Le aree di stoccaggio e movimentazione e le aree di processo sulla nave FSRU saranno protette con impianti antincendio e di rivelazione, per la cui descrizione completa si rimanda ai paragrafi dedicati. Inoltre la nave sarà costantemente presidiata.
- La banchina sarà dotata di impianti antincendio (rete di idranti, monitor ad acqua automatici su palo e barriera ad acqua presso l'area manichette di scarica).

Sulla base dei risultati ottenuti nella presente analisi è possibile osservare che:

- La massima distanza conseguente ad un Pool Fire, corrispondente allo scenario 3R, relativo alla perdita significativa dal collettore GNL di riempimento dei serbatoi della FSRU a valle delle manichette, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- La massima distanza conseguente ad un Jet Fire, corrispondente allo scenario 9R, di rilascio di GNL per perdita significativa da linee di mandata pompe ad alta pressione, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- Il massimo valore di sovrappressione dinamica (barg) conseguente ad una UVCE a bordo FSRU è pari a 0,07 bar, corrispondente allo scenario 8R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU: sulla base dei dati di letteratura tale valore non è in grado di arrecare danno significativi alla struttura principale e alle apparecchiature in acciaio ma non sono da escludere danneggiamenti alla strumentazione, ad accoppiamenti flangiati e alle parti strutturalmente più deboli (si veda il grafico in Figura 34).





COMPONENTE	SOVRAPPRESSIONE																										
	bar psi	0,03 0,5	0,07 1	0,10 1,5	0,14 2	0,17 2,5	0,21 3	0,24 3,5	0,28 4	0,31 4,5	0,35 5	0,38 5,5	0,41 6	0,45 6,5	0,48 7	0,52 7,5	0,55 8	0,59 8,5	0,62 9	0,66 9,5	0,69 10	0,83 12	0,97 14	1,10 16	1,24 18	1,38 20	1,38 20
Tetto in acciaio allogg. Di controllo		a	c	d																							
Tetto in cemento allogg. Di controllo		a	e	p	d																						
Torre di raffreddamento		b		f																							
Serbatoio con tetto conico			d				k								u												
Celletta strumentazione				a			l	m						t													
Installazione a fuoco					q	i					t																
Reattore chimico				a				i						p						t							
Filtro				h						f									v		t						
Rigeneratore di calore						i				l	p					t											
Serbatoio con tetto galleggiante							k								u												d
Reattore incrinato								i							i							t					
Supporti tubazioni								p						s	o												
Strum. Aus.: contatore di gas										q																	
Strum. Aus.: trasformatore elettrico										h						i					t						
Motore elettrico											h								i								v
ventilatore											q										t						
Colonna di Frazionamento												r			t												
Recipiente a pressione: orizzont.														pi							t						
Strum. Aus.: regolatore gas														i							m	q					
Colonna di estrazione															i						v	t					
Turbina a vapore																i							m	s			v
Scambiatore di calore																i					t						
Serbatoio sferico																	i							i	t		
Recipiente a pressione: Verticale																							i	t			
Pompa																							i		y		

Fonte: Stephens, M.M. Minimizing damage to refineries, U.S. Department of the Interior, Office of Oil & Gas, February 1970

LEGENDA:

- | | | |
|--|---|---|
| a. Rotture Finestre Misuratori | h. Danno causato da proiezione di frammenti | o. Collasso della struttura |
| b. Cadute Feritoie di Ventilaz. A 0.3 - 0.5 psi | i. Spostamento dell'unità e rottura tubazioni | p. Deformazione della struttura |
| c. Danno dell'apparecchiatura di manovra causata da collasso del tetto | j. Guasti al sistema di rinforzo | q. Danni al rivestimento |
| d. Collasso del tetto | k. Innalzamento unità (semipiena) | r. Incrinamento della struttura |
| e. Danni alla strumentazione | l. Interruzione linee elettriche | s. Rottura Tubazioni |
| f. Danni alle parti interne | m. Danni ai dispositivi di controllo | t. L'unità è ribaltata o distrutta |
| g. Incrinatura mattoni | n. inefficienza pareti di blocco | u. Innalzamento unità (riempita 0.9) |
| | | v. Spostamento unità rispetto alle fondamenta |

Figura 34 - Effetti di sovrappressione sui componenti di impianto





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LCSO	IDLH	LFL	1/2LFL
RIEMPIMENTO FSRU																
IR a1 Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da Nave metaniera a FSRU Perdita significativa Nave da 7.500 m ³	3,5 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 8,5 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 140 s <i>Portata di rilascio: 26,0 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 4,2 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 12 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 12 m	2,28 · 10 ⁻⁶	47 52	60 65	69 74	86 89								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	3,24 · 10 ⁻⁶											168 67	297 117
IR a2 Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da Nave metaniera a FSRU Perdita significativa Nave da 30.000 m ³	5,2 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 8,5 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 140 s <i>Portata di rilascio: 26,0 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 4,2 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 12 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 12 m	3,41 · 10 ⁻⁶	47 52	60 65	69 74	86 89								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	4,86 · 10 ⁻⁶										168 67	297 117	
IR a3 Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da Nave metaniera a FSRU Perdita significativa Nave da 130.000 m ³	3,17 · 10 ⁻⁶	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 8,5 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 140 s <i>Portata di rilascio: 26,0 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 4,2 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 12 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 12 m	2,06 · 10 ⁻⁷	47 52	60 65	69 74	86 89								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,93 · 10 ⁻⁷										168 67	297 117	
2R a Compressore HD di ritorno BOG a Nave metaniera Hole	6,15 · 10 ⁻⁵	Rilascio di BOG Øeq : 75 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 2,96 bar Temp. del rilascio: -110 °C Tempo di intervento: 78 s <i>Portata di rilascio: 2,7 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,22 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 21 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 29 m</i>	1,22 · 10 ⁻⁶	-	-	-	-								





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
RIEMPIMENTO FSRU																
2R b Compressore HD di ritorno BOG a Nave metaniera Pinhole/crack	2,72 · 10 ⁻³	Rilascio di BOG Øeq : 25 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 2,96 bar Temp. del rilascio: -110 °C Tempo di intervento: 78 s <i>Portata di rilascio: 0,30 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,03 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 8 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 9 m</i>	5,44 · 10 ⁻⁵	-	-	-	-								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,67 · 10 ⁻⁷											-	-
3R Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette Perdita significativa	1,33 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 120 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 108 s <i>Portata di rilascio: 149,5 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 40,17 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 44 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 44 m	8,57 · 10 ⁻⁷	116 123	148 154	170 176	212 214								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,23 · 10 ⁻⁶											184 90	404 158
4R Linee di caricamento serbatoi FSRU durante caricamento da Nave metaniera Perdita significativa	1,98 · 10 ⁻⁶	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 80 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 0,25 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 92 s <i>Portata di rilascio: 14,9 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 3,38 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 14 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 14 m	1,28 · 10 ⁻⁷	43 46	55 57	63 65	78 78								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,84 · 10 ⁻⁷											88 25	187 52
5R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da Nave metaniera Perdita significativa	1,48 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 14,5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento 76 s <i>Portata di rilascio: 44,2 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 9,48 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 24 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 24 m	9,56 · 10 ⁻⁷	71 76	90 94	104 107	129 130								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,38 · 10 ⁻⁶											121 48	260 86





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
RIEMPIMENTO FSRU																
6R Linea ricircolo GNL FSRU durante riempimento da Nave metaniera Perdita significativa	1,25 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 65 mm Quota del rilascio: 17 m Press. Di rilascio: 13,5 bar Temp. Del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 65,2 s <i>Portata di rilascio: 6,4 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,78 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F Ljet : 40 m Vento 5 m/s Cat D Ljet : 31 m	2,51 · 10 ⁻⁶	40 35	52 45	57 50	66 59								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,22 · 10 ⁻⁶											-	-
7R Linee di ritorno BOG a nave metaniera Perdita significativa	1,32 · 10 ⁻⁵	Rilascio di BOG Øeq : 90 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 2,96 bar Temp. del rilascio: -110 °C Tempo di intervento: 96 s <i>Portata di rilascio: 3,9 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,43 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F Ljet: 24 m Vento 5 m/s Cat D Ljet: 26 m	2,64 · 10 ⁻⁷	- -	- 22	26 28	36 38								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,28 · 10 ⁻⁷											-	-

Tabella 68 - Riepilogo delle conseguenze - Area Riempimento FSRU





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
FSRU IN RIGASSIFICAZIONE																
8R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU Perdita significativa	1,31 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 17 m Press. Di rilascio: 14,5 bar Temp. Del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 76 s <i>Portata di rilascio: 44,2 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 9,3 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet : 90 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet : 70 m</i>	5,24 · 10 ⁻⁶	121 104	136 120	146 130	165 149								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,25 · 10 ⁻⁵										-	-	
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F <i>Mex: 138 kg</i> Vento 5 m /s Cat. D <i>Mex: 72 kg</i>	1,26 · 10 ⁻⁷					-	-	120 86	146 107				
9R Linee di mandata pompe ad alta pressione Perdita significativa	2,10 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 60 mm Quota del rilascio: 21,5 m Press. di rilascio: 206 bar Temp. del rilascio: -150 °C Tempo di intervento: 84 s <i>Portata di rilascio: 96,7 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 9,48 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 106 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 83 m</i>	8,40 · 10 ⁻⁷	141 121	159 139	170 151	191 172								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,00 · 10 ⁻⁶										-	-	
10R a Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU Hole	2,70 · 10 ⁻⁴	Rilascio di BOG Øeq : 75 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 7,5 bar Temp. del rilascio: -42 °C Tempo di intervento: 46 s <i>Portata di rilascio: 4,08 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,19 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 26 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 28 m</i>	5,40 · 10 ⁻⁶	- -	- 23	27 29	37 38								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,65 · 10 ⁻⁷										-	-	
10R b Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU Pinhole/crack	1,20 · 10 ⁻²	Rilascio di BOG Øeq : 25 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 7,5 bar Temp. del rilascio: -42 °C Tempo di intervento: 46 s <i>Portata di rilascio: 0,54 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,03 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 10 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 12 m</i>	2,40 · 10 ⁻⁴	- -	- -	- -	- -								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,18 · 10 ⁻⁶										-	-	





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
FSRU IN RIGASSIFICAZIONE																
11R Linee di ritorno BOG da serbatoi GNL FSRU Perdita significativa	1,17 · 10 ⁻⁴	Rilascio di BOG Øeq : 90 mm Quota del rilascio: 17 m Press. di rilascio: 7,5 bar Temp. del rilascio: -42 °C Tempo di intervento: 96 s <i>Portata di rilascio: 1,06 kg/s Quantità nella sezione: 0,16 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: - m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: - m</i>	2,33 · 10 ⁻⁶	-	-	-	-								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,13 · 10 ⁻⁶										-	-	
1H Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	1,30 · 10 ⁻⁵	Rilascio di BOG Øeq : 350 mm Quota del rilascio: 41 m Press. di rilascio: 0,25 bar Temp. del rilascio: 25 °C Tempo di intervento: 1 h <i>Portata di rilascio: 0,04 kg/s Quantità nella sezione: 0,28 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 3 m</i> Vento 3 m/s Cat D <i>Ljet: 2 m</i>	2,60 · 10 ⁻⁷	-	-	-	-								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,26 · 10 ⁻⁷										-	-	

Tabella 69 - Riepilogo delle conseguenze - Area FSRU in rigassificazione





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LCS0	IDLH	LFL	1/2LFL
INVIO GN A METANODOTTO																
12R Bracci di scarico ad alta pressione da FSRU a metanodotto onshore Perdita significativa	4,00 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 5 m Press. di rilascio: 75 bar Temp. del rilascio: 25 °C Tempo di intervento: 80 s <i>Portata di rilascio: 17,2 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 1,45 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 41 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 44 m</i>	1,60 · 10 ⁻⁵	54 58	64 66	71 71	82 80								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	3,80 · 10 ⁻⁵											-	-
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F <i>Mex: 10 kg</i> Vento 5 m /s Cat. D <i>Mex: 7 kg</i>	3,84 · 10 ⁻⁷					-	-	68 57	79 67				
13R Metanodotto onshore fino a sistema PIL Perdita significativa	1,25 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale Øeq : 50 mm Quota del rilascio: 0 m Press. di rilascio: 75 bar Temp. del rilascio: 25 °C Tempo di intervento: 100 s <i>Portata di rilascio: 17,2 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 4,64 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 41 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 32 m</i>	5,00 · 10 ⁻⁶	11 27	27 39	38 47	54 60								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,19 · 10 ⁻⁵											0,5 0,6	0,6 0,6
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F <i>Mex: - kg</i> Vento 5 m /s Cat. D <i>Mex: - kg</i>	1,20 · 10 ⁻⁷					-	-	-	-				

Tabella 70 - Riepilogo delle conseguenze - Area invio GN a metanodotto





C.4.3 Mappe di danno

Le mappe di danno degli scenari incidentali credibili sono riportate in ALLEGATO C.4.3-1.

Le informazioni relative alle aree di danno, di cui sopra, sono fornite, in strati informativi distinti, anche in formato vettoriale georeferenziato editabile (ad esempio: shapefile *.shp).

ALLEGATO C.4.3-1 RAPPRESENTAZIONE CARTOGRAFICA IN SCALA
ADEGUATA DELLE AREE DI DANNO INTERNE ED ESTERNE
AL TERMINALE O DEL LORO INVILUPPO
(GEOREFERENZIATA)





C.4.4 Scenari con potenziali effetti sull'ambiente

C.4.4.1 Descrizione dell'ambiente circostante lo stabilimento

Il Decreto legislativo n.42 del 22/01/2004 “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’Art. 10 della Legge 06/07/2002 n. 137”, abrogando il precedente D.Lgs. 490/99, detta una nuova classificazione degli oggetti e dei beni da sottoporre a tutela e introduce diversi elementi innovativi per quanto concerne la gestione della tutela stessa.

Con riferimento agli strumenti di tutela derivati da normative di livello nazionale (si veda la Figura 35) è stato possibile rilevare la presenza nelle aree circostanti al Terminale delle seguenti aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 “beni culturali e paesaggistici”:

- i territori costieri compresi in una fascia di profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare (art. 142 lettera “a”);
- i fiumi, i torrenti, i corsi d’acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna (art. 142 lettera “c”).

Il D.P.R. n. 357 del 08/09/97 “Regolamento recante attuazione della direttiva 92/143 CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche”, istituisce le “Zone speciali di conservazione”, ai fini della salvaguardia della biodiversità mediante la conservazione di definiti habitat naturali e di specie della flora e della fauna, così come modificato dal D.P.R. n. 120 del 12.03.2003, disciplina le procedure per l’adozione delle misure previste dalla direttiva 92/43/CEE “Habitat” relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche, ai fini della salvaguardia delle biodiversità mediante la conservazione degli habitat e delle specie della flora e della fauna indicate negli allegati A, B, D ed E dello stesso regolamento.





Nell'intorno di progetto ma all'esterno dell'area di intervento si localizzano le seguenti aree definite come Siti appartenenti alla Rete Natura 2000 e/o IBA (si veda la Figura 36):

- Siti della Rete Natura 2000:
 - Area SIC ITB013051 “Dall'isola dell'Asinara all'Argentiera” a circa 4,9 km verso ovest
 - Area ZPS ITB013012 “Stagni di Casaraccio, Saline di Stintino e Stagni di Pilo” a circa 5,4 km verso ovest
 - Area ZSC ITB010002 “Stagno di Pilo e Casaraccio” a circa 4,9 km verso ovest
 - Area ZSC ITB010003 “Stagno e ginepreto di Platamona” a circa 5,8 km verso est
- Riserva Naturale Regionale “RNS Stagno di Pilo”
- Riserva Naturale Regionale “RNS Stagno di Platamona”
- Santuario per la Protezione dei Mammiferi Marini “Pelagos” (cod. EUAP1174) istituito ai sensi della L. No. 391 dell'11 Ottobre 2001. Il Santuario è una zona marina di 87.500 km² che nasce da un accordo tra l'Italia, il Principato di Monaco e la Francia per la protezione dei mammiferi marini che lo frequentano e che presenta un notevole interesse scientifico, socio-economico, culturale ed educativo.

In merito ai Siti Contaminati di Interesse Nazionale (SIN), il riferimento normativo in materia di siti contaminati è costituito dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., Parte IV, Titolo V “Bonifica di siti contaminati”, che ha rielaborato la disciplina sul tema, abrogando in primo luogo l'art. 17 del Dlgs 22 del 1997 e le sue norme applicative (D.M. 471 del 1999).

Il SIN “Aree industriali di Porto Torres” è stato perimetrato con il decreto del Ministro dell'Ambiente del 7 febbraio 2003. Con D.M. del 3 agosto 2005 è stata inserita nella perimetrazione del SIN l'area dell'ex discarica di Calancoi, ubicata a circa 4 km dall'abitato del Comune di Sassari.

Con decreto del 21 luglio 2016 recante “*Rettifica del decreto 3 agosto 2005 nella riperimetrazione del sito di bonifica di interesse nazionale Aree industriali di Porto Torres*” (G.U. Serie Generale n. 191 del 17 agosto 2016) è stata inserita nel perimetro del SIN l'area a mare inclusa nella cartografia allegata al citato decreto del Ministro dell'Ambiente del 7 febbraio 2003.

In Figura 38 si riporta la perimetrazione SIN di Porto Torres e i siti contaminati presenti.





LEGENDA

- TERMINALE DI PORTO TORRES
- SITI INQUINANTI
- D.Lgs. 42/2004 art 136
- LETT. A - FASCIA DI 300 DALLA LINEA DI COSTA
- LETT. C - FASCIA DI 150 DAI CORSI D'ACQUA

Figura 35 – Vincoli nell’area dell’installazione



Figura 36 - Aree protette presenti nell’intorno dell’area di progetto





Figura 37 - Important Bird Area (IBA) nell'intorno dell'area di progetto (in rosso l'area di intervento)



Figura 38 - SIN di Porto Torres





C.4.4.2 *Valutazione delle conseguenze ambientali degli scenari incidentali*

Le sostanze pericolose per l'ambiente ai sensi del D.Lgs. 105/15 che sono presenti presso il Terminale sono:

- gasolio, utilizzato per il sistema di alimentazione dei motori della nave FSRU, del generatore di emergenza e per le pompe antincendio;
- olio combustibile, di cui non si prevede l'utilizzo nonostante possa essere utilizzato come carburante per l'alimentazione dei motori della FSRU;
- ipoclorito di sodio, utilizzato come antivegetativo nei sistemi acqua di mare (FSRU e alimentazione antincendio banchina).

Il gasolio rientra tra le sostanze di categoria E2 di cui all'Allegato 1, Parte 1 del D.Lgs. 105/15, essendo caratterizzata da indicazione di pericolo H411.

L'ipoclorito di sodio e l'olio combustibile rientrano tra le sostanze di categoria E1 di cui all'Allegato 1, Parte 1 del D.Lgs. 105/15, essendo caratterizzati da indicazione di pericolo H410.

Al fine di dimostrare che i rischi da incidente rilevante da eventuale perdita di contenimento di sostanze pericolose per l'ambiente sono adeguatamente identificati e controllati, di seguito si riportano valutazioni specifiche per ciascuna delle sostanze pericolose per l'ambiente presenti in quantità significativa presso il terminale che consentono di concludere che, per il Terminale di Porto Torres, non sono ipotizzabili eventi incidentali rilevanti di tipo ambientale.

Ipoclorito di sodio

L'ipoclorito di sodio sarà prodotto in situ sulla FSRU e ne è previsto solo un piccolo stoccaggio all'interno del Terminale, a servizio del sistema antincendio di banchina (1 m³). Si rimanda al paragrafo B.3.2.12.4 per la descrizione del sistema.

Per quanto riguarda il sistema antivegetativo della FSRU, non essendo previsto stoccaggio di ipoclorito non è ragionevole ipotizzarne un rilascio. Inoltre ai punti di aspirazione acqua mare viene inviata acqua di mare già additivata di ipoclorito e non ipoclorito puro. Per quanto riguarda la produzione e relativa gestione dell'idrogeno da elettrolisi, si rimanda al paragrafo B.3.2.12.4: in caso di un eventuale accumulo di idrogeno, è presente un sistema di controllo che arresterebbe l'elettrolizzatore, escludendo pertanto successive potenziali conseguenze; inoltre gli allarmi del sistema sono riportati in sala controllo, garantendo così un tempestivo intervento dell'operatore in caso di malfunzionamenti o guasti.





In merito al sistema di banchina, sarà presente un cordolo che conterrà l'intero skid (che consentirebbe di raccogliere eventuali spandimenti senza generare quindi conseguenze ambientali); inoltre il sistema di rifornimento previsto è mediante pompa di trasferimento dedicata ed uso di manichetta di trasferimento, con sgancio rapido e indicatore di livello locale visibile dal punto di caricamento, e lo skid sarà dotato di sistema di controllo di alto livello previsto per il serbatoio di stoccaggio (troppo pieno collettato al sistema di raccolta dello skid) e di sistema di controllo di basso livello del serbatoio di stoccaggio (con allarmi per basso e bassissimo livello riportati in sala controllo di banchina, che allerterebbero l'operatore in caso di eventuali perdite dal serbatoio che ne comportino lo svuotamento). Le operazioni di rifornimento presidiate e il sistema di allarmi consentirebbero pertanto un intervento operativo immediato.

Gasolio

Il gasolio sarà stoccato e movimentato in modo che eventuali perdite siano contenute e che la possibilità di contaminazione dei recettori ambientali sia estremamente remota.

In particolare le operazioni di rifornimento di Gasolio avverranno adottando le procedure standard previste all'interno di porto e con le opportune cautele e mezzi di mitigazione a disposizione (ad es. panne galleggianti), seguendo le procedure operative della nave FSRU per i rifornimenti di combustibili liquidi. Si precisa inoltre che l'assetto di marcia previsto per il Terminale prevede l'alimentazione dei generatori bifuel della FSRU con gas naturale e che, pertanto, l'alimentazione a combustibile liquido sarà limitata.

Le operazioni di rifornimento di Gasolio sono state caratterizzate mediante analisi-statistica storica, formulando l'ipotesi di perdita significativa dalla manichetta di trasferimento: tale ipotesi è risultata credibile ma non è stata ulteriormente sviluppata per le seguenti considerazioni:

- Il Gasolio viene movimentato alla temperatura ambiente
- Il Gasolio non è caratterizzato da frasi di rischio di infiammabilità che lo rendano suscettibile di innesco a temperatura ambiente
- Le operazioni di movimentazione del Gasolio saranno svolte con l'utilizzo di mezzi di contenimento (ad es. panne galleggianti) e saranno costantemente presidiate, pertanto un eventuale sversamento sarebbe tempestivamente rilevato e gestito dal personale impegnato nelle operazioni di rifornimento.





C.4.5 Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità delle reti di servizio

Ogni sezione del Terminale (in particolare FSRU e banchina) dispone di un manuale operativo completo che, oltre ad indicare le procedure di avviamento e di fermata in condizioni normali e di emergenza, evidenzia le azioni da intraprendere nei casi in cui si renda indisponibile alla sezione una delle reti di servizio, con particolare riferimento ad eventuali azioni/necessità di fermata d'impianto.

Come illustrato al paragrafo B.3.2.12 le reti di servizio per le utilities del Terminale saranno per aria compressa, azoto, acqua mare, acqua dolce e acqua demineralizzata. Di seguito si forniscono informazioni sul comportamento in caso di indisponibilità delle utilities usate nel processo.

Energia elettrica

La nave FSRU è dotata di 4 generatori bifuel, di cui n. 3 Generatori modello Wartsila 12V50DF in grado di produrre cadauno 11,7 MW e n. 1 Generatore modello Wartsila 6L50DF in grado di produrre cadauno 5,85 MW: la potenza disponibile è pertanto pari a 40,95 MW. I generatori possono essere commutati da un carburante all'altro durante il funzionamento senza alcuna interruzione dell'alimentazione. I generatori sono controllati elettronicamente mediante applicazioni del sistema IAS della nave, che includono anche la ripartizione dei carichi, quando necessario.

L'approvvigionamento energetico della banchina del terminale inizialmente avverrà tramite un sistema di generazione di emergenza, composto da due gruppi elettrogeni da 1300 kVA (di cui uno temporaneo). Successivamente l'alimentazione elettrica avverrà tramite la rete elettrica nazionale oppure tramite il sistema di generazione elettrica dalla FSRU (come previsto dal RdSp).

Aria compressa

In banchina non è previsto l'uso di aria compressa.

Sull'FSRU, l'aria compressa sarà prodotta a bordo della FSRU: i compressori d'aria strumenti sono 2, ognuno di essi ha una portata di 314 Nm³/h con una pressione di mandata di 8 bar. È presente anche un ricevitore di aria compressa da 3 m³ a 8 bar.

Il compressore d'aria strumenti in servizio si avvierà automaticamente quando la pressione scende a 6 bar e si spegnerà nuovamente quando la pressione torna a 8 bar. Quando si verifica un forte consumo d'aria, il primo compressore (in servizio) si avvia al raggiungimento dei 6 bar; se la pressione continua a scendere fino a 5 bar o oltre, si avvia il secondo compressore (in stand-by).





L'aria strumenti, in caso di malfunzionamenti nel sistema di generazione dell'aria compressa e/o di manutenzione/guasto ad uno dei compressori dedicati, può anche essere fornita dal sistema generale per l'aria della FSRU, anch'esso composto da 2 compressori (del tipo a vite con trasmissione a cinghia, raffreddati a liquido, con portata di 314 Nm³/h e una pressione di mandata di 8 bar) e da un ricevitore (capacità di 3 m³ a 8 bar).

Azoto

La FSRU è equipaggiata con due generatori di azoto, installati all'interno della sala macchine, e con un ricevitore da 45 m³; il sistema di produzione di azoto è elettronicamente gestito e monitorato con allarmi dal sistema IAS della nave. La presenza di due generatori fornisce affidabilità al sistema e la presenza del ricevitore garantisce la possibilità di procedere ad una fermata di emergenza in sicurezza.

In banchina l'azoto sarà stoccato in rack di bombole e sarà utilizzato per la movimentazione delle valvole. Lo stoccaggio di azoto sarà sufficiente per tenere conto di picchi di consumo.

Acqua mare

L'acqua di mare necessaria alla vaporizzazione viene fornita tramite 3 pompe di sollevamento, ognuna delle quali con una portata di 6.000 m³/h: ogni vaporizzatore viene alimentato con circa 3.000 m³/h di acqua mare e almeno due pompe devono essere in servizio per il funzionamento di uno skid di rigassificazione. Per rimuovere impurezze dall'acqua di mare, sono installati tre filtri, uno per ciascuna pompa.

Le pompe sono alimentate da un unico collettore con due prese alle estremità, ciascuna munita di filtro.

Considerando il layout del sistema di aspirazione acqua mare e la ridondanza delle pompe, il sistema fornisce una adeguata affidabilità.





C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO

C.5.1 Sintesi degli eventi incidentali

Nella tabella disponibile in **Allegato I.5** si riportano le risultanze qualitative e quantitative dell'analisi degli eventi incidentali.

Sulla base delle risultanze dell'analisi di rischio è possibile trarre le seguenti conclusioni:

- gli scenari incidentali rappresentativi del nuovo terminale di Porto Torres e le distanze di danno associate sono da considerarsi nel complesso congrue per la realtà impiantistica in esame;
- come dettagliato nel successivo paragrafo C.5.2, la compatibilità dello Stabilimento con il territorio circostante, valutata in relazione alla sovrapposizione delle tipologie di insediamento con l'inviluppo delle aree di danno determinate dai singoli scenari incidentali credibili individuati, risulta rispettata.

Sulla base di quanto sopra esposto si può concludere che il rischio complessivo associato alle attività che saranno condotte presso il nuovo Terminale di Porto Torres risulta accettabile.

C.5.2 Elementi utili per la pianificazione del territorio

Gli elementi utili per la pianificazione territoriale che il gestore deve fornire alle Autorità competenti sono stati definiti dal D.M. 09/05/2001 e sono di seguito riportati:

- Inviluppo delle aree di danno per ciascuna delle quattro categorie di effetti e secondo i valori di soglia di cui alla tabella sottostante;
- per i depositi di liquidi infiammabili e/o tossici, la categoria di deposito ricavata dall'applicazione del metodo indicizzato di cui al decreto ministeriale 20 ottobre 1998;
- per tutti gli stabilimenti, la classe di probabilità di ogni singolo evento; espressa secondo le classi indicate al suddetto decreto;
- per il pericolo di danno ambientale, le categorie di danno attese in relazione agli eventi incidentali che possono interessare gli elementi ambientali vulnerabili.





SOGLIE DI DANNO D.M. 9 MAGGIO 2001					
Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti domino
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
BLEVE/Fireball (radiazione termica variabile)	raggio fireball	350 Kj/m ²	200 Kj/m ²	125 Kj/m ²	200÷800 secondo il tipo di serbatoi
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	½ LFL	--	--	--
UVCE (sovrappressione di picco)	0,3 bar	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar
Rilascio tossico	LC50 (30 min)	--	IDLH	--	--

Tabella 71 - Soglie di danno ai sensi del DM 9 Maggio 2001

Il gestore, in accordo a quanto sopra esposto, riporta le informazioni utili per consentire la verifica dell'elaborato tecnico rischi di incidente rilevante (ERIR) da parte delle autorità competenti.

In particolare, per la verifica della compatibilità territoriale del Terminale di Porto Torres è necessario fare riferimento al solo DM 09/05/2001.

Con riferimento a tale normativa e dall'analisi del Piano Regolatore del Porto di Porto Torres, è possibile dedurre che il territorio circostante lo stabilimento è classificabile come appartenente alle categorie F (aree interne o limitrofe agli stabilimenti).

Il DM 09/05/2001 indica quali siano le categorie di territorio compatibili con gli effetti degli eventi incidentali, in funzione della frequenza di accadimento, per stabilimenti esistenti, come riportato nella seguente tabella.





Categorie territoriali	Descrizione
A	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia superiore a 4,5 m³/m². 2. Luoghi di concentrazione di persone con limitata capacità di mobilità – ad esempio ospedali, case di cura, ospizi, asili, scuole inferiori, ecc. (oltre 25 posti letto o 100 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante all'aperto – ad esempio mercati stabili o altre destinazioni commerciali, ecc. (oltre 500 persone presenti).
B	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 4,5 e 1,5 m³/m². 2. Luoghi di concentrazione di persone con limitata capacità di mobilità – ad esempio ospedali, case di cura, ospizi, asili, scuole inferiori, ecc. (fino a 25 posti letto o 100 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante all'aperto – ad esempio mercati stabili o altre destinazioni commerciali, ecc. (fino a 500 persone presenti). 4. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante al chiuso – ad esempio centri commerciali, terziari e direzionali, per servizi, strutture ricettive, scuole superiori, università, ecc. (oltre 500 persone presenti). 5. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante con limitati periodi di esposizione al rischio – ad esempio luoghi di pubblico spettacolo, destinati ad attività ricreative, sportive, culturali, religiose, ecc. (oltre 100 persone presenti se si tratta di luogo all'aperto, oltre 1000 al chiuso). 6. Stazioni ferroviarie ed altri nodi di trasporto (movimento passeggeri superiore a 1000 persone/giorno).
C	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 1,5 e 1 m³/m². 2. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante al chiuso – ad esempio centri commerciali, terziari e direzionali, per servizi, strutture ricettive, scuole superiori, università, ecc. (fino a 500 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante con limitati periodi di esposizione al rischio – ad esempio luoghi di pubblico spettacolo, destinati ad attività ricreative, sportive, culturali, religiose, ecc. (fino a 100 persone presenti se si tratta di luogo all'aperto, fino a 1000 al chiuso di qualunque dimensione se la frequentazione è al massimo settimanale). 4. Stazioni ferroviarie ed altri nodi di trasporto (movimento passeggeri fino a 1000 persone/giorno).
D	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 1 e 0,5 m³/m². 2. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante, con frequentazione al massimo mensile – ad esempio fiere, mercatini o altri eventi periodici, cimiteri, ecc..
E	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia inferiore a 0,5 m³/m². 2. Insediamenti industriali, artigianali, agricoli, e zootecnici.
F	<ol style="list-style-type: none"> 1. Area entro i confini dello stabilimento. 2. Area limitrofa allo stabilimento, entro la quale non sono presenti manufatti o strutture in cui sia prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone.

Tabella 72 - Categorie territoriali





Classe di probabilità degli eventi	Categorie di effetti			
	Elevata letalità I Soglia	Elevata letalità II Soglia	Lesioni irreversibili III Soglia	Lesioni reversibili IV Soglia
$< 10^{-6}$	DEF	CDEF	BCDEF	ABCDEF
$10^{-4} - 10^{-6}$	EF	DEF	CDEF	BCDEF
$10^{-3} - 10^{-4}$	F	EF	DEF	CDEF
$>10^{-3}$	F	F	EF	DEF

Tabella 73 - Categorie territoriali compatibili – DM 09/05/2001

Come rilevabile dalle mappe in allegato ALLEGATO C.4.3-1, il territorio su cui insistono i potenziali scenari rientra nelle categorie F (aree interne allo stesso Terminale o limitrofe ad esso ed in cui non è prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone).

Confrontando le aree di impatto degli scenari con le categorie del territorio si ottengono la tabella sottostante e la mappa di sintesi in ALLEGATO C.5.2-1, nella quale sono riportati gli involucri delle quattro soglie di categorie di effetti ai sensi del D.M. 09/05/2001. La tabella riporta indicazioni anche sulle aree marine (specchio acqueo portuale e/o periportuale) non menzionate dal D.M. 09/05/2001).

ALLEGATO C.5.2-1 MAPPA ELEMENTI UTILI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO - ELEMENTI PER LA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE AI SENSI DEL DM 09/05/2001)

Da tale tabella si può dedurre, sulla base degli elementi disponibili, che la compatibilità territoriale con il territorio il Terminale di Porto Torres è rispettata, in quanto la FSRU e la banchina possono essere inquadrati come categoria "F" e pertanto compatibile in base alla Tab. 3a del D.M. 09/05/2001.

Con il presente paragrafo il gestore fornisce gli elementi utili per la pianificazione territoriale come richiesto dalla normativa ed in particolare dall'Art. 6 del DM 09/05/2001.





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	POOL-FIRE	2,25E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
			UVCE	3,27E-08	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	3,24E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	a) Hole	JET-FIRE	1,22E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
	b) Pinhole / crack	JET-FIRE	5,44E-05	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	EF	
					II Soglia Inizio Letalità	-	DEF	
					III Soglia Lesioni Irreversibili	-	CDEF	
					IV Soglia lesioni Reversibili	-	BCDEF	
		FLASH-FIRE	2,67E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF	
					II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF	
Riempimento FSRU	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	POOL-FIRE	8,57E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	1,23E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF

SNAM RETE GAS – Terminale FSRU di Porto Torres

Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi dell'Art. 16 D.Lgs. 105/15





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	POOL-FIRE	1,28E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	1,84E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
Riempimento FSRU	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	POOL-FIRE	9,56E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	1,38E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili			
				(occ/anno)							
Riempimento FSRU	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	JET-FIRE	2,51E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF			
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF			
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF			
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF			
			UVCE	1,23E-08	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF			
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF			
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF			
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF			
			FLASH-FIRE	1,22E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF			
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF			
						JET-FIRE	2,64E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
									II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
JET-FIRE	2,64E-07	< 10-6	III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF						
			IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF						
			FLASH-FIRE	1,28E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF			
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF			

SNAM RETE GAS – Terminale FSRU di Porto Torres

Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi dell'Art. 16 D.Lgs. 105/15





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	JET-FIRE	2,60E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	ABCDEF
			UVCE	1,27E-09	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	ABCDEF
			FLASH-FIRE	1,26E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	8R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	JET-FIRE	5,24E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
			UVCE	1,26E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	1,25E-05	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
FSRU in rigassificazione	9R - Linee di mandata pompe ad alta pressione	Perdita significativa	JET-FIRE	8,40E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	2,00E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF

SNAM RETE GAS – Terminale FSRU di Porto Torres

Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi dell'Art. 16 D.Lgs. 105/15





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	10R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	a) Hole	JET-FIRE	5,40E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
			FLASH-FIRE	2,65E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
FSRU in rigassificazione	10R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	b) Pinhole / crack	JET-FIRE	2,40E-04	10-3 - 10-4	I Soglia Elevata letalità	-	F
						II Soglia Inizio Letalità	-	EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	CDEF
			FLASH-FIRE	1,18E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	DEF

SNAM RETE GAS – Terminale FSRU di Porto Torres

Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi dell'Art. 16 D.Lgs. 105/15





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	11R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	JET-FIRE	2,33E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
			FLASH-FIRE	1,13E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	DEF
FSRU in rigassificazione	6H - Rottura di uno dei tubi del vaporizzatore ad acqua mare e glicole 60-E-01 A	Perdita significativa	JET-FIRE	1,08E-10	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	ABCDEF





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Invio GN a metanodotto	12R - Bracci ad alta pressione di scarico da FSRU a metanodotto onshore	Perdita significativa	JET-FIRE	1,60E-05	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
			UVCE	3,84E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	ABCDEF
			FLASH-FIRE	3,80E-05	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF





Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Invio GN a metanodotto	13R - Metanodotto onshore fino a sistema PIL	Perdita significativa	JET-FIRE	5,00E-06	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	BCDEF
			UVCE	1,20E-07	< 10-6	I Soglia Elevata letalità	-	DEF
						II Soglia Inizio Letalità	-	CDEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	BCDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	ABCDEF
			FLASH-FIRE	1,19E-05	10-4 - 10-6	I Soglia Elevata letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	EF
						II Soglia Inizio Letalità	F: Area industriale Specchio acqueo portuale	DEF

Tabella 74 - Categorie territoriali compatibili (DM 09/05/2001) – Scenari





C.6 DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI

C.6.1 Descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti

C.6.1.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico

A livello impiantistico, le precauzioni che saranno assunte a livello generale possono essere riassunte come segue:

- progettazione e costruzione degli impianti/apparecchiature eseguite in accordo a norme e standard riconosciuti a livello internazionale;
- opportuna scelta dei materiali e dei dispositivi di tenuta in relazione al fluido circolante;
- impiego di strumentazione di controllo altamente affidabile e, per le variabili critiche, ridondante;
- indipendenza tra la strumentazione asservita ai blocchi di sicurezza da quella di controllo;
- adozione sulle linee e sulle apparecchiature, in accordo con le normative di legge, di valvole di sicurezza (PSV) e di depressurizzazione (BDV);
- minimizzazione delle tubazioni/stacchi di piccolo diametro e/o comunque maggiormente esposti a perdite in conseguenza di urti accidentali;
- minimizzazione di raccordi flangiati;
- adozione di valvole di intercettazione a comando remoto atte all'isolamento di linee e apparecchiature, in modo da ridurre il quantitativo di sostanze pericolose rilasciato in caso di perdita accidentale.

C.6.1.2 Precauzioni dal punto di vista gestionale

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.1.3 Ispezioni e manutenzione programmata

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.1.4 Obiettivi di sicurezza e valutazione costante delle prestazioni

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





C.6.1.5 *Valutazione periodica e sistematica della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e del Sistema di Gestione della Sicurezza*

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.2 **Accorgimenti previsti per prevenire i rischi dovuti ad errore umano in aree critiche**

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.3 **Sicurezza degli impianti nelle diverse condizioni di esercizio**

L'analisi di rischio, per i cui dettagli si rimanda al precedente Paragrafo C.4, è stata condotta prendendo in considerazione le possibili modalità operative in cui opera il Terminale, descritte nel paragrafo.

La valutazione dei possibili rischi di incidenti rilevanti nell'ambito dello sviluppo del Rapporto di Sicurezza è stata condotta nell'assetto di marcia di esercizio, considerando anche le operazioni di avviamento e fermata.

Le anomalie di processo sono state invece esaminate con la tecnica della analisi di operabilità (Hazard and Operability Analysis - HazOp).

Il Terminale dispone inoltre di Manuali Operativi, sia per la nave FSRU che per la banchina, nei quali sono riportate tutte le fasi operative comprese quelle di avviamento, esercizio e fermata, e le indicazioni di tutte le operazioni che devono essere svolte per gestire in sicurezza gli impianti.

C.7 **CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI**

Si riportano in questa sezione tutte le precauzioni e i coefficienti di sicurezza adottati per la progettazione dell'Impianto.

In ALLEGATO B.3.2-1 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard, a cui si è fatto riferimento per la progettazione delle apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni di banchina.

Per quanto riguarda la nave FSRU i principali riferimenti sono il Codice Internazionale per la costruzione e le dotazioni delle unità navali che contengono gas liquefatto nella stiva (Codice IGC) dell'International Maritime Organization (IMO) e la convenzione SOLAS (acronimo di Safety Of Life At Sea, Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare). Inoltre l'FSRU è classificata da un ente di classificazione autorizzato e riconosciuto dall'IACS (International Association of





Classification Societies) e certificata dallo stesso per conto dello stato di bandiera. Si rimanda al paragrafo C.7.1.2 per le certificazioni di cui è dotata la nave FSRU.

C.7.1 Precauzioni e coefficienti di sicurezza adottati nella progettazione delle strutture

C.7.1.1 Banchina

Le strutture dell'impianto saranno progettate per resistere ai carichi/stress causati da eventi naturali e dagli scenari incidentali ragionevolmente prevedibili.

In particolare, di seguito si indicano le precauzioni e i coefficienti di sicurezza adottati anche sulla base di leggi, regolamenti o norme di buona tecnica, riguardanti gli ambiti applicabili indicati dal D.Lgs. 105/2015.

✓ Sicurezza in caso di eventi sismici

Con riferimento alla classificazione sismica, il comune di Porto Torres, provincia di Sassari, risulta in Zona 4, cioè la zona meno pericolosa. Le installazioni di banchina saranno progettate in accordo alle Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC).

Le certificazioni di conformità alle vigenti NTC, ed in particolare la documentazione di collaudo per le installazioni di banchina, saranno disponibili prima dell'avvio dell'attività del terminale nel fascicolo dell'opera presso lo stabilimento.

✓ Impianti di protezione dalle scariche atmosferiche

Si rimanda al paragrafo C.7.2.1.3.

✓ Rivestimenti di protezione delle strutture e delle apparecchiature ai fini dei requisiti di resistenza al fuoco

Sulla base dell'analisi di rischio sviluppata e delle norme tecniche di riferimento, sono stati previsti requisiti di resistenza al fuoco per alcuni elementi.





Nel terminale in particolare è stato previsto che:

- le cabine per quadri elettrici e sala controllo dei sistemi in banchina, il cabinato per il gruppo elettrogeno e gli altri cabinati saranno dotati di caratteristiche di resistenza al fuoco J60 (secondo ISO 22899) mediante installazione di muro tagliafiamma a protezione di altezza superiore ai cabinati e applicazione di vernice intumescente limitata al solo tetto dei cabinati stessi; il muro in cemento sarà inoltre opportunamente progettato per le sovrappressioni derivanti dagli scenari incidentali individuati;
- i sistemi antincendio sono stati progettati per gli irraggiamenti termici e le sovrappressioni derivanti dagli scenari incidentali individuati; in particolare sono stati protetti con fireproofing con caratteristiche di resistenza al fuoco J60 (secondo ISO 22899); inoltre le parti esposte delle tubazioni saranno protette passivamente e/o attivamente.

In ALLEGATO C.7.1-1 è disponibile la planimetria con l'indicazione delle protezioni passive installate in banchina: si può osservare che è stata prevista la protezione passiva per resistenza al fuoco per minimo 60 minuti J60 (secondo ISO 22899) a tubazioni fuori terra (antincendio e di processo), valvole motorizzate SDV, BDV e relativi attuatori, sistema di sfiato a vent freddo di banchina; si rimanda all'allegato per ulteriori dettagli.

ALLEGATO C.7.1-1 PLANIMETRIA DI BANCHINA CON PROTEZIONI PASSIVE
INCENDI

✓ *Sale di controllo a prova di esplosione esterna:*

Sulla base dell'analisi di rischio sviluppata, sarà garantita adeguata resistenza della cabina containerizzata modulare per quadri elettrici e controllo dei sistemi in banchina.

Le cabine per quadri elettrici e sala controllo dei sistemi in banchina, con requisiti di resistenza al fuoco J60, saranno protette mediante un muro in cemento armato opportunamente progettato e applicazione di vernice intumescente limitata al solo tetto per le sovrappressioni e gli irraggiamenti derivanti dagli scenari incidentali individuati (in particolare è garantita una resistenza alle sovrappressioni fino a 7 mbar).





- ✓ *Precauzioni adottate per garantire il mantenimento, in occasione degli eventi di cui al punto C.3, della funzionalità e/o messa in sicurezza delle apparecchiature critiche*

Il Terminale sarà dotato di sistemi di controllo di processo, di sistemi di blocco di sicurezza e di sfiati di emergenza per permettere la messa in sicurezza delle apparecchiature.

C.7.1.2 FSRU

Per unità navali che attraccano e rigassificano per lunghi periodi il GNL stoccato all'interno dei serbatoi di cui l'unità è dotata, come appunto l'FSRU in oggetto, il principale codice di progettazione internazionale che viene adottato è l'IGC Code "International Code For Construction and Equipment Of Ships Carrying Liquefied gases in bulk" che prevede norme prescrittive relativamente alla progettazione, costruzione ed esercizio dell'unità.

La nave FSRU Golar Artic è dotata delle seguenti certificazioni di conformità relative ai principali regolamenti applicabili⁶.

#	Convenzione di riferimento	Certificazione	Data di rilascio
(a)	Loadline	1966 as modified by the Protocol of 1988	15/04/2019
(b)	SOLAS	1974 in accordance with assembly resolution A.833(21)	30/01/2009
(c)	IGC Code	MSC5(48) as amended by Res. 17(58), MSC30(61), MSC32(63), and MSC59(67) and MSC Circular 845	
(d)	Tonnage	1969	30/11/2017
(e)	Marine Pollution (MARPOL)	1973 as modified by the Protocol of 1978, as amended by Res. MEPC39(29)	15/04/2019
(f)	I. M. O. Certificate of Fitness		15/04/2019
(g)	USCG Certificate of Compliance		15/12/2019
(h)	Independent Sworn Measurer Certificate		27/03/2019 (CTMS-NKKK)
(i)	SIRE Inspection		11/01/2021
(j)	Port state control		30/11/2020 Dampier

Tabella 75 – Certificazioni in possesso della nave FSRU

⁶ La nave FSRU GOLAR Artic è stata presa come riferimento di progetto di una tipica metaniera di taglia analoga a quella che sarà prevista per il Terminale, che sarà definita nelle successive fasi di ingegneria.





C.7.2 Norme e criteri di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo, degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche

C.7.2.1 Banchina

C.7.2.1.1 Alimentazione e Distribuzione elettrica

L'approvvigionamento energetico della banchina del terminale avverrà tramite la rete elettrica nazionale, in alternativa potrà avvenire mediante gruppo elettrogeno oppure tramite il sistema di generazione elettrica dalla FSRU.

C.7.2.1.2 Sistema di controllo di processo

Caratteristiche generali

Le aree impiantistiche installate in banchina saranno equipaggiate con sistemi di controllo e monitoraggio che permetteranno, come minimo, le seguenti funzioni:

1. Controllo e monitoraggio delle fasi di processo (gas/liquido) e utilities varie.
2. Rapidità ed accuratezza nel segnalare qualsiasi incidente che possa portare ad una situazione di pericolo.
3. Controllo e monitoraggio dei parametri di sicurezza di processo, marittimi e ambientali.
4. Controllo e monitoraggio degli accessi e delle uscite alle/dalle strutture.
5. Scambio di informazioni esterne/interne in condizioni normali e di emergenza.

Le principali funzioni sopra indicate saranno svolte dai sistemi/apparati di seguito elencati:

- Sistema di Controllo del Processo (DCS)
- Sistema di Blocco di Emergenza (ESD)
- Sistema di Controllo Fire & Gas (F&G)
- Sistema di Controllo Ormeaggio
- Rete di comunicazione interna/esterna.

Le sottosezioni del sistema relative alla sicurezza (ESD, F&G) saranno completamente indipendenti dal DCS relativo al controllo del processo e dei servizi. Nessuna azione di arresto di emergenza sarà eseguita da DCS.





Si rimanda al paragrafo C.7.10.1 per la descrizione del sistema ESD e al paragrafo C.8.1.1 per il sistema F&G, sistemi interconnessi tra loro.

Il Safety Integrity Level sarà assegnato alle funzioni di sicurezza in base alla sessione di valutazione SIL e ai sistemi di sicurezza.

I quadri di controllo relativi ai sistemi descritti saranno installati in apposita sala quadri di banchina. Il sistema di sicurezza e controllo di impianto sarà centralizzato, completamente automatizzato per fornire sia funzioni di controllo che di protezione disponibili in banchina.

Stazioni di controllo operatore fissa e mobile ed equipaggiate con le suddette Interfaccia Uomo-Macchina (HMI: Human-Machine Interface o consolle) saranno installate all'interno della Sala Controllo prevista in banchina e comunicante con il sistema di controllo dell'FSRU.

I segnali provenienti dall'impianto di ricezione situato sulla banchina di ormeggio saranno trasmessi tramite 'ESD Link' ISO 28460 anche alla sala di controllo sull'FSRU dove l'operatore potrà monitorare anche questa parte di impianto.

Tutte le operazioni dell'impianto saranno generalmente controllate e dirette da tali HMI interfacciate all' ESD, al sistema F&G ed al DCS per tutte le aree, i sistemi navali etc...

Gli operatori delle sale controllo saranno messi nelle condizioni di poter monitorare tutte le variabili importanti dell'impianto e, grazie ad un sistema di allarme, saranno avvertiti dell'esistenza di condizioni anomale in modo che possano informare il personale esterno ed effettuare interventi correttivi in modo tempestivo.

Le informazioni minime scambiate tra le sale saranno le seguenti:

- Telemetria dati dalla banchina ad FSRU (area di processo).
- Telemetria dati da FSRU a banchina (condizioni di scarico GN).

Il sistema di automazione e controllo sarà realizzato mediante l'utilizzo di tecnologie miste quali: cablaggi tradizionali, bus di campo, ethernet e fibre ottiche.

Tutti i cablaggi provenienti dalla strumentazione di campo saranno raggruppati in Junction Box dalle quali con un uno o più multicavi saranno collegati ai relativi quadri delle terminazioni da campo (marshalling panel) o ad RTU (Remote Terminal Unit) locali o PLC forniti con i package, i quali saranno poi collegati ai sistemi centrali in parte tramite connessioni seriali ed in parte filo-filo.

I segnali strumentali saranno segregati in funzione della tipologia degli stessi (al minimo segnali analogici, digitali, alimentazioni in corrente continua, alternata, segnali a sicurezza intrinseca).

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





Sistema di Controllo Distribuito (DCS)

Il Sistema di Controllo Distribuito (DCS) è stato progettato per garantire i seguenti requisiti:

- fornire all'operatore informazioni in tempo reale per consentire un controllo completo del processo ed un funzionamento sicuro, rispettoso dell'ambiente ed efficiente dell'impianto di rigassificazione;
- assicurare un livello di affidabilità elevato atto a garantire la disponibilità dell'impianto per 365 giorni/anno;
- essere tale che il suo malfunzionamento o guasto (totale o parziale) non causi una situazione di pericolo;
- essere concepito e realizzato per ridurre le conseguenze del guasto dei componenti;
- indicare, memorizzare ed archiviare tutte le informazioni provenienti dai dispositivi di controllo del processo necessarie come detto per il funzionamento sicuro ed efficiente dell'impianto ed in aggiunta dovranno essere visualizzabili i trend delle principali variabili di processo;
- discriminare cronologicamente e memorizzare tutte le informazioni avvenute nel tempo e tutte le azioni eseguite dall'operatore prima e dopo un evento;
- gestire gli allarmi;
- interfacciarsi con l'ESD e il sistema F&G, con i sistemi Packages aventi un proprio PLC di controllo;
- gestire ed elaborare i dati per l'attuazione di logiche funzionali (non di sicurezza) quali calcoli, algoritmi e sequenze operative, che permettano di esercire l'impianto da sala controllo.

Il DCS sarà utilizzato per l'automazione dei sistemi coinvolti nella gestione ed invio a rete del GN e per gli impianti e sistemi ausiliari. Le attività centrali, come il comando e il controllo della banchina del Terminale, l'elaborazione e la registrazione dei dati di processo e l'elaborazione degli allarmi, saranno da esso gestiti. I segnali necessari per la supervisione, il controllo e il monitoraggio saranno quindi ad esso trasferiti.

Per l'automazione di sistemi ausiliari di impianto potranno essere utilizzati dei sistemi di controllo ausiliari indipendenti e basati su microprocessori di tipo PLC, in configurazione tale che un eventuale guasto non abbia conseguenze dirette sulla disponibilità del sistema di invio a rete GN. In linea di principio, ai PLC dei sistemi ausiliari dovrà essere demandata la sola funzionalità del controllo di processo lasciando la gestione dei loop di sicurezza all'ESD principale. Per alcune tipologie di package di particolare complessità e dimensioni, laddove si dimostri la convenienza tecnica e commerciale potrà essere valutata la fornitura di PLC certificati per applicazioni di sicurezza.





In tal caso il sistema sarà richiesto con grado SIL ad esse idoneo, secondo i requisiti delle IEC 61508 ed IEC 61511.

Il sistema di controllo ausiliario comprenderà:

1. un sistema di automazione, in cui saranno eseguite le funzioni di interfaccia con il campo, l'esecuzione delle logiche di comando e di regolazione e i controlli di gruppo sequenziali;
2. i sistemi di trasmissione dati verso il sistema di controllo principale.

La supervisione, il controllo e il monitoraggio degli impianti ausiliari saranno svolte attraverso il sistema di interfaccia operatore del sistema di controllo principale.

Il collegamento al sistema di controllo principale sarà effettuato mediante sistemi ridondanti di trasmissione dati ad alta velocità, con protocollo software di comunicazione, e con un numero limitato di segnali cablati.

C.7.2.1.3 Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche in banchina

Per i calcoli e la valutazione del rischio si farà riferimento alla norma CEI EN 62305-2 "Protezione contro il fulmine - Parte 2: Valutazione del rischio".

Per ulteriori aggiornamenti e il calcolo della frequenza di danno si farà riferimento alla guida CEI 81-29 "Linee guida per l'applicazione delle Norme CEI EN 62305".

Con particolare riferimento al rischio di perdita di vite umane (inclusi danni permanenti), lo studio consentirà di concludere che, grazie all'adozione di idonee misure di protezione contro le scariche atmosferiche, esso non risulterà superiore al valore di rischio tollerato.

La valutazione integrale del rischio fulminazioni sarà finalizzata nella successiva fase del Rapporto di Sicurezza definitivo.

C.7.2.1.4 Impianti di illuminazione

Al fine di prevenire errori di carattere operativo, sarà garantita adeguata illuminazione sia in condizioni di esercizio che di emergenza lungo la banchina per l'intera durata delle operazioni di accosto, ormeggio, travaso del GNL e disconnessione e per ogni altra eventuale attività che veda la presenza di personale, la banchina è stata dotata di impianti di illuminazione ordinaria e di emergenza.

In particolare l'illuminazione ordinaria e di emergenza sarà realizzata mediante torri faro, pali luce, proiettori e plafoniere a LED; ulteriori dettagli saranno disponibili nelle fasi successive dello sviluppo del progetto.





C.7.2.2 FSRU

C.7.2.2.1 Alimentazione e Distribuzione elettrica

La FSRU sarà dotata dei seguenti sistemi di generazione di energia:

- Tre generatori bifuel (a doppia alimentazione, alimentati a gas naturale e a Marine Diesel Oil) da circa 5,5 MW che azioneranno generatori a 60 Hz. Riguardo l'utilizzo di Marine Diesel Oil, normalmente questo combustibile viene utilizzato unicamente in fase di avviamento dei motori e in minima percentuale durante la combustione del gas naturale. I generatori possono essere commutati da un carburante all'altro durante il funzionamento senza alcuna interruzione dell'alimentazione;
- Due generatori azionati da turbine a vapore da 6,6 kV da 3200 kW / 4000 kVA ciascuno;
- Due generatori diesel da 6,6 kV da 1600 kW ciascuno;
- Un generatore diesel di emergenza da 440 V da 500 kW / 625 kVA.

Una volta ormeggiata permanentemente nella sua posizione definitiva a Porto Torres, la FSRU non necessiterà di un sistema di propulsione. Pertanto, il sistema di propulsione verrà messo in disarmo dopo l'arrivo sul sito.

In condizioni operative normali il Terminale riceverà energia da una connessione a terra ridondante con una potenza nominale massima di 8 MW a 50 Hz. I tre generatori bifuel da circa 5,5 MW della nave saranno usati in caso di guasto della rete di fornitura da terra (o indisponibilità nelle prime fasi dell'attività, in attesa dell'allacciamento alla rete ENEL) o nei casi in cui la domanda di energia sia superiore al limite massimo fornito da terra.

C.7.2.2.2 Sistema di controllo di processo – Integrated Automation System (IAS)

In accordo al Codice IGC, il sistema di controllo è realizzato per mezzo di un sistema distribuito (IAS) e le variabili di maggior interesse soggette alla regolazione sono i livelli, le temperature e la pressione dei serbatoi, nonché la pressione del gas erogato.

La FSRU dispone di sistemi per il controllo della navigazione, per il controllo e gestione del "cargo" per il controllo dei motori. Tale sistema, denominato IAS (Integrated Automation System, sistema di automazione integrato) consente la gestione integrata dei parametri relativi a stoccaggio, rigassificazione, generazione di energia elettrica e vapore, sistema di zavorramento, e sistemi di allarme. Il sistema unisce le prerogative di un DCS per applicazioni petrolchimiche a quelle dei sistemi per la gestione della navigazione con una architettura ridondata "fault tolerant".





Il sistema di automazione integrato consente di gestire i seguenti compiti principali:

- Gestione stoccaggio GNL.
- Gestione compressione riscaldamento e vaporizzazione del gas.
- Gestione e monitoraggio allarmi sala motori.
- Gestione e monitoraggio allarmi cargo GNL.
- Gestione CTS (travaso GNL da nave metaniera).
- Gestione allarmi & blocchi da ESD.
- Gestione allarmi (riconoscimento prioritizzazione).
- Gestione estensione allarmi e da giro operatore (patrol man system).
- Gestione power supply generation.
- Gestione gruppi diesel ausiliari.
- Gestione sistema di zavorramento.
- Registrazione dei segnali (trend function).

I sistemi di controllo previsti in banchina dialogheranno con lo IAS della FSRU, come già descritto al paragrafo C.7.2.1.2.

C.7.2.2.3 Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche

La FSRU, in conformità alle regole per la classificazione navale di unità per trasporto GNL, non è dotata di impianto di protezione contro le scariche atmosferiche dal momento che sia lo scafo che gli alberi presenti sono in materiale metallico. I sistemi elettrici sono dotati di messa a terra.

Sulla base delle norme di progettazione internazionali seguite per la realizzazione della FSRU, non si è ritenuto necessario valutare ulteriori condizioni di funzionamento in grado di modificare quanto valutato per i top event individuati con l'analisi di rischio.

C.7.2.2.4 Impianti di illuminazione

A bordo della FSRU l'illuminazione delle aree di lavoro sarà assicurata mediante diversi dispositivi, come ad esempio le torri faro dedicate ai manifold di trasferimento e alla sezione di rigassificazione.





C.7.3 Norme e criteri di progettazione dei recipienti e apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni, dei dispositivi di scarico della pressione e dei sistemi di convogliamento ed eventuale abbattimento

C.7.3.1 Banchina

In ALLEGATO B.3.2-1 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per la progettazione delle apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni.

Tutti i componenti del sistema di scarico a candela saranno dimensionati in accordo alle norme tecniche API RP 520 (Parti I e II), API STANDARD 521, API RP 2000.

C.7.3.2 FSRU

Nell'unità galleggiante i recipienti per lo stoccaggio del GNL sono realizzati conformemente al codice IGC. Tale codice fornisce regole tecniche prescrittive da seguire per il calcolo dello spessore dei serbatoi e delle tubazioni e dei relativi controlli non distruttivi, fornendo indicazioni sui carichi da adottare.

Il Codice indica come realizzare gli spazi della Nave per adeguarli al posizionamento delle apparecchiature principali (disposizione geometrica di piping, apparecchiature, serbatoi, macchine).

Il Codice fornisce regole tecniche prescrittive da seguire per il calcolo dello spessore dei serbatoi e delle tubazioni e dei relativi controlli non distruttivi, fornendo indicazioni sui carichi da adottare. Per ulteriori dettagli costruttivi sui serbatoi a membrana di GNL, realizzati in conformità al codice IGC, si rimanda al paragrafo B.3.2.2.

Ogni serbatoio è inoltre dotato di due valvole di sicurezza, di tipo pilotato, calcolate per incendio esterno, in accordo al Codice, ed a scarico convogliato a vent con sfiato dedicato, flussabile internamente con azoto, in caso di accensione accidentale.

Sono inoltre presenti dischi di rottura su alcune apparecchiature, come gli scambiatori acqua mare/GNL.

Le linee del GNL, ove sezionabili, sono protette da valvole di sicurezza per dilatazione termica impedita.

La sezione di rigassificazione e le apparecchiature ad essa connesse sono protette dalla candela fredda, che rappresenta il sistema di vent principale.





C.7.4 Torce e scarichi d'emergenza all'atmosfera di prodotti tossici e/o infiammabili

ALLEGATO C.7.4-1 POSIZIONE SULLA PLANIMETRIA DELLE TORCE E DEGLI SCARICHI D'EMERGENZA ALL'ATMOSFERA DI PRODOTTI TOSSICI E/O INFIAMMABILI

C.7.4.1 Descrizione dei sistemi di sfiato della FSRU e in banchina

Per gestire la quantità di idrocarburi durante le procedure di depressurizzazione in caso di emergenza a bordo della FSRU, è previsto di convogliare i collettori di sfiato di emergenza su di un unico traliccio posto nella parte prodiera della FSRU; inoltre i serbatoi di stoccaggio sono dotati di PSV dedicate ad ognuno di essi.

Per quanto riguarda lo sfiato di emergenza in banchina, la posizione è stata scelta in maniera da minimizzare le interferenze con gli equipaggiamenti installati e con le aree carrabili adibite al percorso per i mezzi di emergenza.

Nell'ambito del progetto è stato condotto uno studio di dispersione e irraggiamento al fine di verificare che, considerando i dati di progetto relativi alla geometria agli sfiati (sia della FSRU che della banchina), alla composizione di GNL di riferimento, alle condizioni ambientali e alla portata scaricata, un eventuale scarico di emergenza non possa costituire una fonte di pericolo, come meglio illustrato nei paragrafi successivi.

C.7.4.2 Sfiato banchina

L'area di banchina del Terminale in situazioni emergenziali viene sezionata tramite la chiusura di valvole di isolamento di emergenza attuate (SDV) ed installate sul manifold di banchina e delle SDV installate a bordo FSRU.

Per tale sezione intercettata saranno previste valvole di scarico (BDV), che aprono se azionate dal sistema ESD. Sia le BDV che le SDV saranno valvole a chiusura ermetica (TSO). La portata di scarico sarà inviata alla rete di candela. Non è prevista la depressurizzazione del tratto di Pipeline 20" / DN500 dalla banchina al P.I.L.

In caso di incidente rilevante (incendio in banchina o FSRU), l'area di banchina dovrà essere depressurizzata e sarà possibile azionare la depressurizzazione:

- In manuale, da operatore tramite un pulsante d'emergenza e previa chiusura accertata di tutte le SDV;
- In automatico, attraverso le logiche di rilevamento Fuoco e Gas, nel caso di Fuoco confermato o Gas confermato.

Per gestire la depressurizzazione, la banchina sarà dotata di un sistema dedicato che rilascerà in zona sicura la quantità di gas segregata nel volume dei bracci di carico da 10".





Lo sfiato sarà impiegato solo in caso di emergenza per rilasciare il gas intrappolato fra i bracci di carico e valvole di intercetto a monte del collettore 20” / DN500 in banchina; in condizioni normali, lo sfiato non rilascerà nessun gas o fiamma. Esso sarà comunque dotato di sistema di spegnimento a CO₂.

Nell’ambito dello sviluppo del progetto è stato predisposto uno studio con l’obiettivo primario di definire l’ampiezza dell’area intorno allo sfiato in cui sarà possibile avere la presenza di una miscela gassosa infiammabile a seguito di un rilascio in emergenza di gas naturale; l’altezza e la posizione dello sfiato è stata quindi definita valutando l’estensione di tale area e prendendo in considerazione anche eventuali fenomeni incidentali associati all’innesco involontario del gas rilasciato, tra cui:

- Flash Fire: quando i tempi caratteristici del rilascio dell’energia di combustione non sono abbastanza rapidi da generare un’esplosione (UVCE) si verifica il fenomeno denominato flash fire. In questo caso si assiste alla propagazione di una fiamma premiscelata nella zona della nube con concentrazione compresa tra i limiti inferiore e superiore di infiammabilità, cioè nella zona più esterna della nube. Quando la fiamma raggiunge la zona più interna con concentrazione superiore al limite superiore di infiammabilità, la fiamma si propaga come una fiamma diffusiva.
- Irraggiamento: radiazione sviluppata dalla fiamma diffusiva presente sopra il terminale di scarico a seguito dell’innesco accidentale della miscela rilasciata. In tale ipotesi lo sfiato si comporta come una torcia accesa.

Nelle successive fasi del progetto saranno disponibili la relazione di calcolo sistema di depressurizzazione e la verifica di irraggiamento del vent di banchina.

C.7.4.3 *Sfiati FSRU*

La nave FSRU è dotata di 5 punti di scarico di emergenza all’atmosfera. Sono presenti 4 sfiati sui serbatoi di GNL: su ciascuno sfiato scaricano le 2 PSV a protezione di ciascun serbatoio di GNL (per un totale di 8 PSV) e la PCV a protezione del collettore vapori della FSRU (tubazione di equilibrio dei serbatoi GNL). Il quinto punto di scarico è costituito dallo sfiato di servizio del sistema di blow down della sezione di rigassificazione della FSRU. Sono inoltre presenti dischi di rottura su alcune apparecchiature, come il mantello degli scambiatori acqua mare/LNG.





C.7.4.3.1 PSV serbatoi GNL

Le caratteristiche delle PSV dei serbatoi di sono:

- Pressione di set 0,7 barg
- Fluido GNL/Aria

Le PSV dei serbatoi di stoccaggio di ciascun serbatoio saranno convogliate in quota mediante un albero di sfiato corrispondente e non saranno convogliate alla torcia fredda. Il posizionamento in quota delle PSV riduce il rischio di innesco, dal momento che non sono previste apparecchiature né punti caldi nelle loro vicinanze. Inoltre ogni albero di sfiato sarà dotato di linea di immissione di azoto.

C.7.4.3.2 Vent principale della sezione di rigassificazione

Il vent della FSRU è un sistema di sicurezza che serve le aree e di processo della FSRU (sezione di rigassificazione): ad esso infatti vengono convogliati tutti gli scarichi di emergenza, sia dell'unità di rigassificazione che delle linee di trasferimento. La sua altezza è di circa 24 m.

Nelle successive fasi del progetto si renderà disponibili lo studio di dispersione specifico per tale vent.

C.7.5 Modalità e periodicità di controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza, dei sistemi di blocco e di tutti i componenti critici per la sicurezza

Le valvole di sicurezza, i sistemi di blocco e, più in generale, tutti i sistemi critici per la sicurezza saranno testati periodicamente al fine di accertarne la corretta funzionalità.

Il controllo e la verifica della taratura delle valvole di sicurezza della nave FSRU seguiranno le regole del Codice IGC e avranno periodicità quinquennale.

C.7.6 Criteri di protezione dei contenitori di sostanze pericolose nei confronti della corrosione esterna

L'analisi delle schede di sicurezze delle sostanze classificate come pericolose previste presso il terminale evidenzia l'assenza di sostanza con caratteristiche corrosive.

Le strutture e le attrezzature saranno progettate e costruite per sostenere le condizioni atmosferiche prevalenti (atmosfera marina) e in accordo alla normativa applicabile.





C.7.7 Ubicazione delle zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive

Presso il Terminale non sono previste sostanze corrosive.

C.7.8 Rivestimenti interni, sovrappessori di corrosione e ispezioni.

Il GNL non dà origine a fenomeni di corrosione.

Per le apparecchiature di impianto sono adottati spessori di corrosione standard secondo le buone norme di progettazione.

C.7.9 Procedure di controllo delle apparecchiature critiche

Impianti, macchine e apparecchiature sottoposti ai controlli di legge (ad esempio: estintori, impianti e apparecchiature antincendio in genere, etc..) saranno periodicamente verificati e registrate secondo le norme vigenti.

Le attività di manutenzione saranno affidate a ditte esterne specializzate, fatta eccezione per interventi di piccola entità potranno essere eseguite da personale interno.

In occasioni di fornitura di nuove apparecchiature e/o servizi è messo in opera un sistema di controllo HSE attraverso l'applicazione di idonee specifiche gestionali che fanno parte del Sistema di Gestione Integrato HSE.

In particolare è presente un'istruzione tecnica di lavoro (ITL) che regola l'approvvigionamento apparecchiature. In virtù di tale ITL il controllo sulla fabbricazione delle apparecchiature è garantito dalla competenza di fornitori ed appaltatori assicurata, oltre che dal rispetto degli obblighi legislativi in materia di salute e sicurezza, attraverso:

- specifiche richieste contrattuali;
- incontri mirati con fornitori/appaltatori;
- controlli in campo effettuati da personale SNAM;
- verifiche nel corso di audit interni, qualora il fornitore/appaltatore operi sugli impianti.

Qualora la richiesta di approvvigionamento riguardi apparecchiature critiche per la sicurezza, inclusi i singoli componenti di tali apparecchiature, deve, inoltre, sempre essere previsto il parere tecnico dell'unità richiedente o della funzione preposta di Società secondo le rispettive competenze.





C.7.10 Sistemi di blocco di sicurezza

Il presente paragrafo descrive la Filosofia di funzionamento, controllo ed emergenza impianto.

C.7.10.1 Banchina

C.7.10.1.1 Filosofia e architettura del sistema di emergenza e controllo della sicurezza

Descrizione

La banchina sarà dotata di un sistema di controllo della sicurezza con l'obiettivo di proteggere il personale, gli impianti di produzione e l'ambiente: il sistema sarà adibito alla gestione delle emergenze e sarà costituito da due sezioni (ESD, F&G) indipendenti dal sistema di controllo del processo e dei servizi (DCS).

Quest'ultimo consentirà all'impianto di operare in sicurezza ed efficienza all'interno delle condizioni di design, cercando di evitare, per quanto possibile, il raggiungimento di condizioni di esercizio di rischio (fuori dai limiti di design). L'operatore sarà avvisato tramite segnali di allarme, in caso di condizioni di processo anomale, e avrà la possibilità di mettere in campo azioni correttive.

Se, tuttavia, le condizioni di rischio saranno raggiunte, sarà il sistema di controllo della sicurezza a farsi carico della gestione della emergenza, intervenendo a protezione dell'impianto e attivando i dispositivi di sicurezza preposti allo scopo.

Si rimanda al paragrafo C.7.2.1.2 per le caratteristiche generali dei sistemi di controllo ed emergenza e per la descrizione del sistema di controllo di processo (DCS).

Le sottosezioni del sistema relative alla sicurezza (ESD, F&G) saranno completamente indipendenti dal DCS relativo al controllo del processo e dei servizi.

Il sistema di controllo della sicurezza garantirà le seguenti funzioni:

- a. Attivazione del sistema ESD da un sistema di controllo centrale e/o da stazione ESD locale;
- b. Monitoraggio, attivazione e controllo dei dispositivi di sicurezza;
- c. Monitoraggio e controllo dei parametri di processo per mantenere gli impianti in condizioni di sicurezza;
- d. Rilevazione incendi (fiamma e/o fumo);
- e. Rilevazione di gas naturale;





In particolare, il sistema di sicurezza dovrà:

- Avviare automaticamente le azioni ESD secondo la filosofia ed i livelli ESD definiti nella matrice causa effetti;
- Se necessario, attivare automaticamente i dispositivi di protezione necessari (ad es. Protezione antincendio attiva);
- Informare il Sistema di Controllo di Processo (DCS) dell'attivazione ESD;
- Controllare i dispositivi di comunicazione di emergenza visiva e acustica e gli allarmi;
- Aprire cancelli / porte di emergenza al fine di consentire l'accesso alle squadre di emergenza e l'evacuazione del personale secondo i piani di emergenza;
- Attivare le sequenze di depressurizzazione automatica;

Il Safety Integrity Level sarà assegnato alle funzioni di sicurezza in base alla sessione di valutazione SIL e ai sistemi di sicurezza. I logic solver per i sistemi ESD e F&G avranno SIL 3 secondo i requisiti della ISO 20257.

Tra i vari rischi, il predominante in relazione alla sicurezza è il rilascio incontrollato di idrocarburi e la possibilità di un successivo incendio od esplosione. Lo scopo principale del sistema sarà quindi ridurre i rilasci e le escalation incontrollate, in modo da evitare che le situazioni derivanti da tale rischio possano compromettere la sicurezza di persone e/o ambiente oppure danneggiare apparecchiature e/o linee dell'impianto con conseguente perdita di produzione.

Il sistema di sicurezza sarà di tipo fail-safe, ovvero progettato e costruito in modo tale che il fallimento di una sua parte comporti un'azione che ponga l'impianto in condizione di sicurezza.

La sottosezione F&G avrà il compito di rilevare le situazioni pericolose mentre le azioni di messa in sicurezza saranno attuate dalla sottosezione ESD.

L'ESD provvederà all'isolamento e alla fermata in sicurezza delle apparecchiature in caso di danno, condizioni di processo anomale o perdita incontrollata di gas infiammabile con possibilità di esplosione e/o incendio su richiesta della sezione F&G: questa infatti opererà secondo delle logiche a soglie di intervento che prevedono in corrispondenza della conferma di presenza fuoco oppure perdita di gas in una determinata area il conseguente invio alla sezione ESD di segnali digitali per l'avvio delle azioni di sicurezza a suo carico previste in impianto per quell'evento ovvero l'invio di segnali di allarme in corrispondenza di soglie inferiori.





Al sistema saranno connessi propri sensori e attuatori e le relative interconnessioni dovranno essere predisposte per operare in maniera indipendente dagli altri sistemi di monitoraggio, controllo e allarme dell'impianto. In particolare il sistema di arresto di emergenza ESD prevedrà un nodo nella sala di controllo di banchina ed avrà un'interfaccia diretta con tutti i sistemi di sicurezza che riguardano il sistema ERS, i sistemi di rilevazione gas e incendio, il sistema di attracco e ormeggio delle navi e le pulsantiere manuali.

Per il raggiungimento dell'obiettivo richiesto il sistema dovrà eseguire le azioni necessarie per isolare le apparecchiature e le tubazioni correlate, al fine di sezionare la quantità di idrocarburo in volumi indipendenti più piccoli. Se necessario, dovrà provvedere anche al rilascio controllato, verso il sistema di depressurizzazione di banchina, delle masse contenute in tali sezioni.

La banchina sarà dotata di valvole di isolamento atte a sezionarlo secondo le seguenti aree principali:

- Area scarico GN in pressione verso metanodotto.
- Area metanodotto fino a sistema PIL.

Al fine della salvaguardia dai rischi di sversamento di idrocarburi durante le operazioni di carico/scarico al molo, il sistema di interconnessione tra l'FSRU e l'impianto di ricezione in banchina sarà regolato secondo le prescrizioni di sicurezza riportate nella informativa SIGTTO.

In aggiunta a una progettazione e realizzazione degli ormeggi che risultino in un fissaggio sicuro e movimenti relativi limitati, alle interconnessioni di sicurezza di tipo ESD link Ship/Shore sono previsti in corrispondenza di ogni braccio accoppiamenti a sgancio rapido ambo i lati della connessione, in modo da garantire un rilascio a secco in caso di condizioni di emergenza, con sistema di rilascio di emergenza ERS (Emergency Release Systems) con interfaccia con l'ESD.

L'ERS sarà attivato manualmente o da appositi sensori di movimento relativo e provvederà tramite l'ESD alle azioni di isolamento tubazioni, sia lato FSRU che lato impianto di ricezione in banchina, e successivamente, in caso di persistenza e aggravio della anomalia e della condizione di emergenza, provvederà al distacco rapido come sopra descritto, evitando la rottura delle manichette stesse.

Per poter operare con continuità il sistema sarà alimentato da apposito quadro di continuità UPS o con caratteristiche similari che interverrà in caso di emergenza intesa come mancanza dell'alimentazione primaria.

I livelli di intervento della sezione di emergenza ESD previsti per la messa in sicurezza dell'impianto consistono in tre livelli di emergenza classificabili a seconda del tipo di intervento che viene eseguito.





I livelli gerarchici di intervento sono di seguito riportati in ordine di priorità e descritti nei paragrafi successivi:

1. Emergency Shutdown (ESD)
2. Process Shutdown (PSD)
3. Local Shutdown (LSD)

Emergency Shutdown (ESD)

Il livello di Emergency Shutdown (ESD) è il livello di intervento più alto eseguibile dell'ESD. Esso prevede la fermata dell'intero impianto e la depressurizzazione automatica dello stesso.

Lo scopo del sistema ESD è quello di intervenire in caso di situazioni di rischio per la sicurezza di persone e/o ambiente come il malfunzionamento di un'apparecchiatura o un rilascio incontrollato di idrocarburo infiammabile con possibilità di innesco di esplosione e/o incendio.

Il livello di intervento ESD potrà essere attivato da una delle seguenti azioni:

- inizializzazione manuale dall'operatore;
- inizializzazione automatica dalla sezione F&G;
- inizializzazione automatica dalla strumentazione di processo adibita alla sicurezza e con segnali elaborati da logiche ESD.

La funzione ESD deve eseguire le seguenti azioni:

- fermare e isolare le apparecchiature oggetto di evento di rischio (malfunzionamento, perdita di idrocarburo, fuoco);
- fermare e isolare tutte le altre apparecchiature di impianto e i relativi tratti di linea per suddividere l'impianto in sezioni più piccole contenenti minori quantità di idrocarburo;
- eseguire la depressurizzazione dell'impianto o parte di esso.





L'isolamento delle sezioni di impianto viene messo in atto tramite la chiusura delle valvole di shutdown (SDV). La depressurizzazione dell'impianto viene eseguita tramite le valvole di blowdown (BDV).

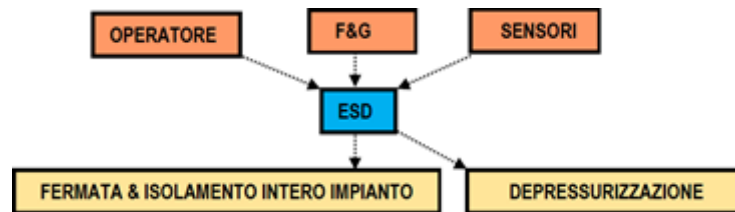


Figura 39 - Schema ESD

È stata prevista l'attivazione automatica e manuale del sistema di blowdown (da parte dell'operatore in sala controllo o da altri pannelli locali ESD attraverso pulsanti di emergenza) accompagnata dalla attivazione di allarme visivo e acustico nella sala controllo della nave e nell'area di carico per allertare l'equipaggio.

Come regola generale, il livello di intervento ESD non interromperà i seguenti processi:

- Antincendio.
- Generazione di aria strumenti e azoto.
- UPS e relative utenze sottese.
- Generazione di energia di emergenza.
- Servizi essenziali vari (mezzi di soccorso, luce di emergenza, etc..).

In caso di mancanza di energia elettrica primaria il sistema di generazione di emergenza sarà avviato automaticamente.

Tutte le valvole attuate pneumaticamente dovranno rimanere in posizione per mezzo di solenoidi di comando alimentate da UPS.

In base alle valutazioni degli scenari di rischio e ai criteri di layout, impatti su alloggi ed edifici di controllo, filosofie di presidio etc.. e con lo scopo di mettere in sicurezza l'impianto prima della evacuazione è stata definita la richiesta di "Abbandono Unità" su ordine esclusivo del Comandante. Tale richiesta potrà essere quindi inizializzata solo manualmente da apposito pulsante collocato in sala controllo/ponte di comando protetto meccanicamente (ad esempio tramite chiave).

Il relativo livello di intervento sarà apicale, in quanto l'attivazione di tali dispositivi provocherà oltre al blocco di impianto con relativa depressurizzazione anche l'attivazione dei toni di allarme e dei sistemi di evacuazione previsti in caso di "Abbandono Unità" (ad esempio: illuminazione delle vie di fuga, accensione proiettori lato porto per facilitare i soccorsi ed il recupero del personale, accensione proiettori illuminazione scialuppe, etc.).





Process Shutdown (PSD)

Il livello di Process Shutdown (PSD) è il livello di intervento intermedio eseguibile dall'ESD. Esso prevede la fermata dell'intero impianto, senza la depressurizzazione automatica dello stesso.

Lo scopo del livello PSD è quello di intervenire in caso di situazioni che possano compromettere la produzione di impianto (senza, però, essere rischiose per la sicurezza di persone e/o ambiente) come condizioni operative di processo anomale.

La funzione PSD potrà essere attivata da una delle seguenti azioni:

- Inizializzazione automatica in cascata dalla logica ESD (livello superiore).
- Inizializzazione manuale dall'operatore (da parte dell'operatore in sala controllo o da altri pannelli locali PSD attraverso pulsanti di emergenza).
- Inizializzazione automatica dalla strumentazione di processo adibita alla sicurezza e con segnali elaborati da logiche PSD.

La funzione PSD deve eseguire le seguenti azioni:

- Fermare e isolare le apparecchiature oggetto di condizioni operative di processo anomale.
- Fermare e isolare tutte le altre apparecchiature di impianto e i relativi tratti di linea per suddividere l'impianto in sezioni più piccole contenenti minori quantità di idrocarburo.

Come per l'ESD, l'isolamento delle sezioni di impianto viene messo in atto tramite la chiusura delle valvole di shutdown (SDV).

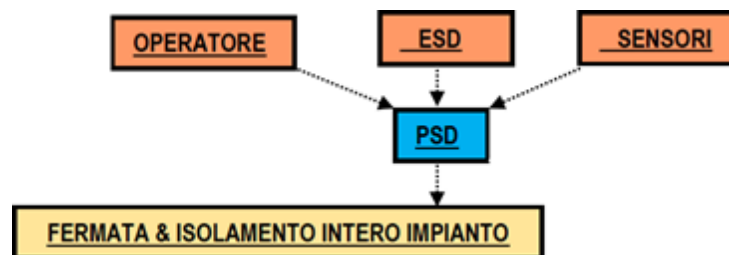


Figura 40 - Schema PSD





Local Shutdown (LSD)

Il livello di Local Shutdown (LSD) è il livello di intervento più basso eseguibile dall'ESD. Esso prevede la fermata solamente di alcune sezioni dell'impianto, senza la depressurizzazione automatica dello stesso.

Lo scopo del livello LSD è quello di intervenire in caso di situazioni che possano compromettere la funzionalità di alcune parti di impianto (senza compromettere né la funzionalità del resto dell'impianto né essere rischiose per la sicurezza di persone e/o ambiente) come condizioni operative di processo anomale.

La funzione LSD potrà essere attivata da una delle seguenti azioni:

- Inizializzazione automatica in cascata dalla logica ESD (livello superiore).
- Inizializzazione automatica in cascata dalla logica PSD (livello superiore).
- Inizializzazione manuale dall'operatore.
- Inizializzazione automatica dalla strumentazione di processo adibita alla sicurezza e con segnali elaborati da logiche LSD.

La funzione LSD deve eseguire le seguenti azioni:

- Fermare e isolare solo le apparecchiature dell'impianto che sono oggetto di condizioni operative di processo anomale.

Come per il PSD e l'ESD, l'isolamento della sezione di impianto viene messa in atto tramite la chiusura delle valvole di shutdown (SDV).

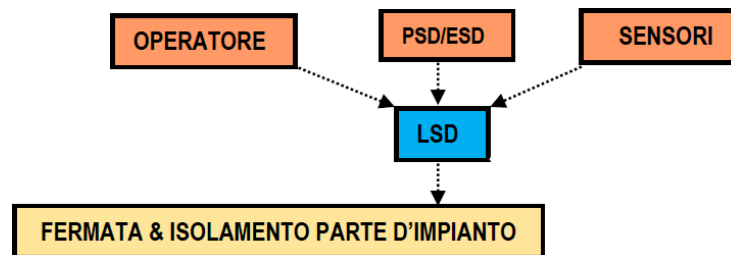


Figura 41 - Schema LSD





Priorità dei comandi

Si intende per priorità di un comando il fatto che tale comando sia in grado di disattivare la sequenza corrente delle operazioni ed inizializzare la sequenza delle operazioni ad esso associata.

La sequenza del sistema di emergenza ha il seguente ordine di priorità:

1. Emergency Shutdown (ESD)
2. Process Shutdown (PSD)
3. Local Shutdown (LSD)

Ciò significa che la sequenza corrente attivata da un certo livello (ad esempio 3) può essere disattivata da tutti i livelli superiori (ad esempio 2 o 1) che inizializzeranno la loro sequenza di operazioni. Viceversa, la sequenza corrente di un livello (ad esempio 1) non può essere disattivata da nessun livello inferiore (ad esempio 2 o 3). In pratica, un dato livello ha priorità rispetto a tutti i livelli inferiori.

Sistema di depressurizzazione e scarico in atmosfera

Come specificato in precedenza, il sistema ESD provvederà, dapprima, alla fermata dell'impianto ed all'isolamento (tramite la chiusura delle SDV) della quantità di idrocarburo in sezioni più piccole e, poi, al rilascio controllato (tramite apertura le BDV) di tali quantità di idrocarburo verso il sistema di depressurizzazione dell'impianto (che include un orificio calibrato a valle delle BDV opportunamente dimensionato e il vent per lo scarico in atmosfera).

La depressurizzazione è richiesta in caso di rilascio incontrollato di idrocarburo infiammabile con possibilità di innesco di esplosione e/o in caso di incendio. In questi casi, infatti, la quantità di idrocarburo deve essere ridotta per rimuovere, per quanto possibile, la sorgente di alimentazione del fuoco o di innesco dell'esplosione. Ciò ha, come fine ultimo, quello di ridurre il tempo di esposizione alle alte temperature (del fuoco esterno) delle apparecchiature che sono soggette a stress termico e, quindi, possibile danneggiamento.

La procedura di depressurizzazione e l'eventuale temporizzazione dello scarico dell'impianto secondo sequenze a zone prestabilite sarà oggetto di studio nelle fasi successive di ingegneria.





Reset dei segnali di blocco

Dopo l'avvenuta fermata dell'impianto, la logica di reset dei blocchi sarà inizializzata manualmente dall'operatore. Tuttavia, tale reset potrà essere eseguito solo a condizione che la causa che ha generato la fermata dell'impianto sia stata rimossa.

In particolare:

- Le valvole di blocco SDV saranno fornite con dispositivo di reset manuale locale: la posizione della valvola potrà essere resettata solo manualmente dall'operatore e previa rimozione della causa che ne ha provocato la chiusura di emergenza (ovvero reset della logica ESD).
- Le valvole di depressurizzazione BDV saranno fornite con dispositivo di reset manuale locale: la posizione della valvola potrà essere resettata solo manualmente dall'operatore e previa rimozione della causa che ne ha provocato l'apertura di emergenza (ovvero reset della logica ESD).
- Le apparecchiature che sono state fermate possono essere riavviate solo manualmente dall'operatore (seguendo una procedura standard dedicata) previa rimozione della causa che ne ha provocato l'arresto di emergenza (ovvero reset della logica ESD).

Allarmi

I livelli di allarme per valori alti (H) e bassi (L) dei parametri di processo saranno settati con un margine sufficiente da consentire la messa in atto di azioni correttive da parte dell'operatore prima dell'intervento del sistema di emergenza che implicherà fermata e isolamento dell'impianto ed, eventualmente, depressurizzazione.

Sistema F&G

La sezione F&G del sistema di sicurezza sarà responsabile della rilevazione di sversamenti di GNL, fughe gas, presenza fiamme e presenza fumo e della attivazione del relativo stato di allarme che, abbinato ai sistemi attivi antincendio ad acqua, acqua e schiuma, polvere e a gas inerti permetterà di minimizzare i rischi e i danni derivanti da perdite di gas e incendi.

Nell'ambito del sistema di sicurezza, il F&G costituirà una sezione dedicata, separata ma interfacciata col sistema ESD in modo che a condizioni pericolose da esso rilevate corrisponda l'esecuzione di azioni da parte del sistema ESD.

Per ulteriori dettagli sulla sezione Fire and Gas (F&G) vedere Paragrafo C.8.1.





Descrizione delle cause di blocco

Di seguito sono elencate alcune delle cause di blocco generalmente considerate per il design dei sistemi di emergenza:

- Flusso anomalo (es. bassissimo flusso per le pompe, basso flusso per gli scambiatori, etc..).
- Livello anomalo (es. bassissimo livello in aspirazione pompe, altissimo livello in separatori gas/liquido e K.O. drum, etc..).
- Pressione anomala (es. altissima pressione di mandata compressori e pompe, etc..).
- Temperatura anomala (es. altissima temperatura del lubrificante delle macchine rotanti, etc..).
- Vibrazione anomala (es. per macchine rotanti come compressori e refrigeranti ad aria, etc..).

Valori anomali dei suddetti parametri di processo devono essere pre-segnalati da opportuni allarmi (H, High e L, Low) per mezzo di strumentazione dedicata. I livelli di intervento/blocco, in corrispondenza di valori altissimi (HH, High High) e bassissimi (LL, Low Low) dei parametri di processo, devono essere settati con un margine sufficiente da permettere la messa in atto di azioni correttive prima dell'intervento ultimo delle valvole di sicurezza.

Gli strumenti iniziatori delle cause di blocco sono previsti secondo una architettura del sistema con logica di voting conseguente al SIL richiesto per ogni funzione di sicurezza strumentata, come deciso attraverso sessioni di allocazione del SIL per ciascuna funzione di sicurezza strumentata di sicurezza: i logic solvers e i dispositivi elettronici del sistema di sicurezza sono stati selezionati per verificare il SIL richiesto e certificati in accordo alle norme IEC61508 e IEC61511.

Le matrici Causa-Effetti del Terminale, lato banchina e lato nave, saranno disponibili nelle successive fasi progettuali.





C.7.10.1.2 FSRU

In accordo al Codice IGC, è previsto un sistema di protezione (definito in seguito ESD, acronimo di Emergency Shut Down) realizzato per mezzo di un PLC indipendente dal sistema di controllo (DCS), sul quale sono implementate le funzioni di intervento automatico sulle valvole, a fronte di upset delle variabili controllate, in accordo ai diagrammi Cause&Effetti.

Il sistema ESD, ad attivazione sia manuale che automatica, è in grado di interrompere le operazioni di trasferimento e di isolare i serbatoi di stoccaggio in condizioni di sicurezza.

Si evidenziano alcune funzioni di sicurezza.

L'ESD, in caso di intervento dei sistemi di pulsanti di emergenza, rilevazione incendio, collegamento ship/shore, soglia di bassissima pressione sul collettore vapore, soglia di altissimo livello sui serbatoi di GNL e altri elementi, può agire con una o più delle seguenti azioni:

- Arresto delle pompe di GNL (pompe spray, LNG feed).
- Chiusura valvole motorizzate sul collettore GNL.
- Invio segnali ESD lato banchina.
- Arresto compressori BOG (LD e HD).
- Arresto della sezione di rigassificazione.
- Arresto di un singolo treno di rigassificazione (pompe HP Booster e relativi vaporizzatori LNG).

Sono inoltre presenti tre logiche di blocco dedicate ai serbatoi, la prima attivata da una soglia di bassissima pressione, la seconda attivata da una soglia di altissimo livello e la terza da una soglia di altissima pressione.

Un altro importante sistema di sicurezza, già menzionato, è costituito dal sistema di collegamento Ship Shore, ampiamente usato nell'industria del GNL, realizzato utilizzando un ESD link in accordo a ISO 28460⁷.

La sezione di rigassificazione è dotata di logiche PSD (Process Shut Down), gestite dal sistema di controllo di processo IAS. In caso di attivazione di un PSD, gli skid corrispondenti si fermeranno o l'intero sistema di rigassificazione (ricondensatore e skid in funzione) si fermerà in base a uno stato di causa ed effetto predefinito.

Il sistema di arresto di emergenza ESD (Emergency Shut Down) non è controllato dal sistema di controllo della rigassificazione (PCS), ma un ESD avvierà un PSD.

⁷ ISO 28460 Petroleum and natural gas industries - Installation and equipment for liquefied natural gas - Ship-to-shore interface and port operations.





In particolare si riportano le azioni previste dalle logiche PSD1 e PSD2 relative alla sezione di rigassificazione della FSRU, rimandando alla matrice causa effetti per ulteriori dettagli.

La logica PSD1 arresta l'intera sezione di rigassificazione, agendo sui 4 treni di rigassificazione.

Le logiche PSD2 sono suddivise in:

- PSD2-1 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 1.
- PSD2-2 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 2.
- PSD2-3 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 3.
- PSD2-4 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 4.

In particolare la logica PSD2-1 arresta la pompa ad alta pressione, chiude la valvola di blocco in uscita scambiatore, apre la valvola di riciclo della pompa ad alta pressione e chiude la valvola di regolazione FCV in uscita pompa/ingresso scambiatore.

Il comportamento delle altre logiche PSD2 è del tutto analogo, con l'interessamento dei singoli treni o degli interi skid di rigassificazione.

Inoltre per quanto riguarda le cause che attivano le logiche ESD della nave FSRU, comportando la fermata della sezione di rigassificazione, è possibile separarle in due gruppi: cause in assenza di fuoco e cause in presenza di fuoco.

Ulteriori dettagli saranno disponibili nelle fasi successive del progetto: di seguito si riportano le informazioni disponibili in questa fase dell'ingegneria.

Cause di attivazione ESD, senza fuoco

- Attivazione manuale dell'operatore tramite pulsante di emergenza (ad esempio presso ciascuna cupola dei 4 serbatoi di stoccaggio, area di connessione con la banchina, sala compressori, sala motori elettrici, sala controllo, ecc.).
- Logiche skid di rigassificazione 1, 2, 3 e 4.
- Basso livello su ciascuno dei 4 serbatoi di stoccaggio.
- Bassa pressione dell'olio idraulico.
- Bassissima pressione del collettore vapori.
- Mancanza di corrente o di alimentazione (varie cause).
- Rilevamento fughe di gas in sala macchine.
- Fuga di gas intorno al sistema di campionamento del gas della sezione di rigassificazione.
- Altissima pressione collettore di invio NG.
- Bassissima temperatura collettore di invio NG.





- Guasto al collettore ad alta pressione.
- Errore di entrambe le CPU.
- Guasto dell'alimentazione in uscita dell'UPS.

Cause di attivazione ESD, caso di incendio

- Fusibile plug su ciascuna cupola dei 4 serbatoi di stoccaggio.
- Fusibile plug area connessione con la banchina.
- Fusibile plug sala compressori.
- Fusibile plug sala motori elettrici.
- Fusibile plug ricondensatore sezione di rigassificazione.

C.7.11 Luoghi con pericolo di formazione e persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e/o tossiche e misure adottate

C.7.11.1 Banchina

La planimetria indicante la classificazione delle aree a rischio esplosione effettuata in accordo alla norma CEI EN 60079-10 sarà disponibile nelle successive fasi progettuali. Le apparecchiature presenti nelle aree a rischio esplosione saranno selezionate opportunamente.

C.7.11.2 FSRU

La classificazione delle aree della FSRU sarà sviluppata secondo il codice IMO per la costruzione e l'equipaggiamento delle navi metaniere.

Le apparecchiature elettriche usate nelle zone classificate, sia fisse che portatili, saranno certificate come sicure ("safe type equipment"), incluse le apparecchiature a sicurezza elettrica intrinseca, le apparecchiature resistenti al calore e le apparecchiature con modo di protezione a sovrappressione.

C.7.12 Precauzioni a fronte del danneggiamento di serbatoi, condotte e apparecchiature contenenti sostanze tossiche o infiammabili per impatti meccanici o urti con mezzi mobili

Le principali precauzioni adottate per evitare danneggiamenti a seguito di urti sono:

- Definizione dei percorsi che devono essere seguiti dagli automezzi e dai mezzi di emergenza che accedono in banchina.
- Definizione di limiti di velocità per la circolazione dei mezzi in banchina.
- Sistema di autorizzazioni e permessi di lavoro in caso di interventi di manutenzione con l'ausilio di veicoli o di macchine di sollevamento, con definizione delle modalità e i provvedimenti preventivi che di volta in volta e a seconda dei lavori devono essere adottati.





C.8 SISTEMI DI RILEVAMENTO

C.8.1 Descrizione e posizione dei rilevatori

Si riporta di seguito la descrizione dei sistemi di rilevazione F&G previsti sia sulla FSRU che in banchina. La posizione dei rivelatori gas, incendio e perdite è mostrata nelle planimetrie riportate in ALLEGATO C.8.1-1, una per la banchina e una per la FSRU.

ALLEGATO C.8.1-1 PLANIMETRIA RILEVAZIONE GAS E INCENDIO (FUMO, CALORE, ECT)

C.8.1.1 Banchina

C.8.1.1.1 Requisiti generali

La banchina sarà dotata di un sistema di rilevazione gas, incendi, perdite e di un sistema di allarme, progettati per:

- fornire una rilevazione la più possibile rapida e affidabile in caso di rilascio GNL, gas o incendio;
- allertare il personale in impianto e in sala controllo locale;
- minimizzare il rischio al personale e all'impianto, iniziando azioni di prevenzione e controllo evitando escalation degli incidenti; tali azioni includono l'attivazione degli impianti antincendio e la partenza delle pompe associate;
- attivare le procedure di emergenza previste per fronteggiare tali situazioni.

Il sistema di rivelazione gas, incendi e perdite avvierà le seguenti azioni attraverso il sistema di controllo F&G collegato al sistema ESD:

- attivazione degli impianti fissi antincendio previsti su rivelazione confermata di incendio, logica 2 su n;
- attivazione dei segnali necessari ad attivare ESD;
- allarme visivo per incendio e rilascio gas in sala controllo di banchina (allarme duplicato in sala controllo FSRU);
- in caso di rivelazione incendi o gas in aspirazione ai sistemi di ventilazione dei locali presidiati: fermata dell'impianto di ventilazione e condizionamento, chiusura delle serrande di intercettazione allo scopo di prevenire la propagazione fumi all'interno di locali o la dispersione di gas in aree presidiate da personale di impianto.

L'alimentazione del sistema F&G sarà derivata da quadro UPS o con caratteristiche similari di continuità.





C.8.1.1.2 Tipo di rilevatori

I rilevatori previsti per essere utilizzati in impianto sono i seguenti:

- rilevatori di gas infiammabile con sensori all'infrarosso puntuali (IR point detector) e a percorso aperto (IR open path detector);
- rilevatori di fiamma con sensori multi-IR (Multi -spectrum IR detector);
- rilevatori di fumo con sensori a doppia camera di ionizzazione.

Il sistema di rilevazione incendi comprenderà anche pulsanti manuali di allarme, lampeggianti e sirene di allarme.

C.8.1.2 FSRU

L'unità galleggiante è dotata di sistemi di rilevazione per perdite di gas e per fumo e fuoco.

C.8.1.2.1 Requisiti generali

La nave FSRU sarà equipaggiata con due impianti di rilevazione perdite di gas completamente indipendenti tra loro, il primo dedicato al monitoraggio delle zone classificate per la presenza di gas ed il secondo per le zone non classificate. Le centraline di controllo dei due impianti di rilevazione sono posizionate nella sala elettrica del ponte A, con i segnali di allarme duplicati in sala controllo antincendio, timoneria e sala controllo cargo. I rilevatori misurano le concentrazioni ambientali di metano e sono impostati con due soglie, una di preallarme ed una di allarme.

La nave sarà inoltre dotata di un impianto di rilevazione di fumo e fuoco: in caso di incendio, i segnali dei rilevatori attivano logiche di chiusura delle serrande taglia-fuoco.

Per navi classificate FSRU, i relativi requisiti dei sistemi di rilevazione F&G sono in linea generale espressi nell'IGC Code.

Si rimanda alla documentazione in ALLEGATO C.8.1-1 e alla planimetria in ALLEGATO D.9.3-1 per la posizione degli elementi degli impianti di rilevazione.





C.8.1.2.2 Tipo di rilevatori

I rilevatori previsti a bordo della FSRU sono i seguenti:

- rilevatori di gas infiammabile;
- rilevatori di fiamma;
- rilevatori di temperatura;
- rilevatori di fumo.

C.8.1.2.3 Sistemi di rilevazione gas nelle intercapedini dei serbatoi della nave FSRU

La nave FSRU, oltre che di sistemi di controllo dedicati al GNL dentro i serbatoi, è dotata di sistemi di monitoraggio degli spazi di isolamento dei serbatoi stessi.

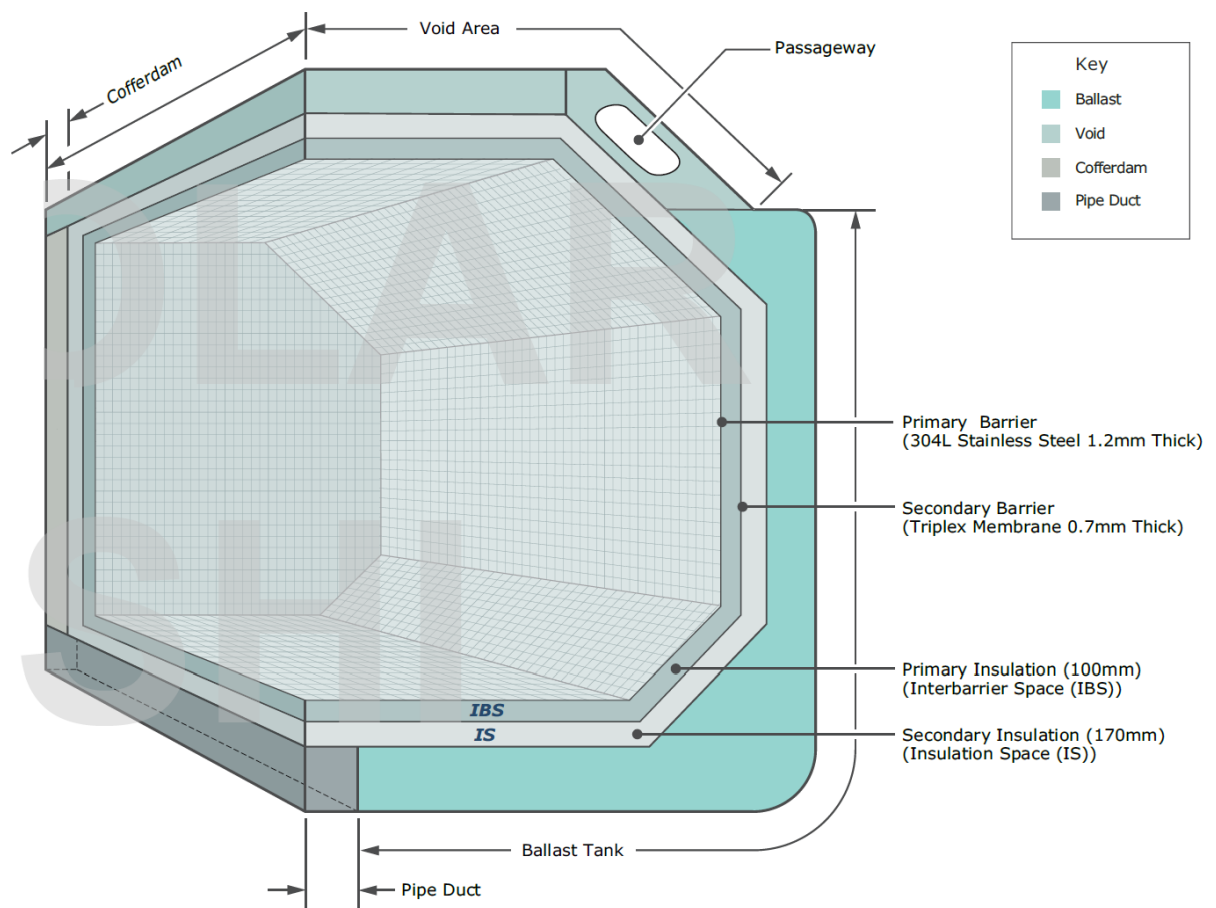


Figura 42 – Particolare serbatoi di stoccaggio GNL con indicazione IBS e IS





In sala controllo cargo sono disponibili sistemi di monitoraggio della temperatura per la barriera di isolamento dei serbatoi e dello scafo interno, che consentono di avere un avviso in caso di perdita di isolamento o di rilasci negli spazi delle intercapedini e/o di isolamento dei serbatoi. I sensori sono installati nelle barriere di isolamento e lungo lo scafo interno.

- Spazio interbarriera (IBS): sensori di temperatura per ogni serbatoio.
- Barriera di isolamento (IS): sensori di temperatura per ogni serbatoio, con allarme riportato in sala controllo.
- Scafo interno: sensori di temperatura per ogni serbatoio, posizionati vicino al fondo e nella parte superiore, con allarme riportato in sala controllo.
- Cofferdam: sensori di temperatura per ogni serbatoio.

Gli spazi interbarriera e le barriere di isolamento sono flussati con azoto e la pressione al loro interno è gestita automaticamente con il sistema di controllo di processo. Sono presenti in particolare i seguenti allarmi per ogni serbatoio:

- Spazio interbarriera (IBS): allarme di bassa e di alta pressione.
- Barriera di isolamento (IS): allarme di bassa e di alta pressione.
- Allarme di bassa e alta pressione differenziale IBS/IS.





D SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI

D.1 SOSTANZE EMESSE

D.1.1 Sostanze emesse in condizioni anomale di funzionamento e in caso di incidente e quasi incidente

La sostanza stoccata e movimentata all'interno del Terminale è gas naturale, composto per la maggior parte da metano, allo stato liquefatto e allo stato gassoso. Il gas naturale è una sostanza non tossica, non corrosiva né pericolosa per l'ambiente ed è classificato 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. È un gas asfissiante e, nel caso di un incendio di elevata entità, potrebbe generare effetti di asfissia nei soggetti che si trovano sottovento e non possono portarsi in condizioni di sicurezza. La concentrazione IDLH⁸ indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) 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-TWA⁹ pari a 35 ppm (NIOSH), e ha effetti di tossicità acuta. La sua concentrazione IDLH indicata dal NIOSH è pari a 1.200 ppm.

⁸ *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.*

⁹ *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.*





D.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

D.2.1 Criteri adottati per l'individuazione degli Effetti Domino

Le valutazioni si basano sul presupposto che affinché lo scenario incidentale si verifichi è necessario che nessuno dei sistemi di sicurezza preposti (attrezzature, nonché procedure operative e/o di emergenza) abbia svolto la propria funzione; nell'ipotesi di accadimento dell'incidente, il Terminale disporrà di un Piano di Emergenza Interna per affrontare la situazione di emergenza con attrezzature specifiche e con personale addestrato allo scopo, in maniera da minimizzare le conseguenze e consentendo di mettere sotto controllo l'evento sin dalle sue prime fasi evolutive.

Secondo l'allegato E del D.Lgs. 105/2015, gli scenari sorgente potenzialmente in grado di generare un effetto domino sono caratterizzati da durate superiori ai 5 minuti ed in particolare:

- Jet fire con durata superiore a 5 minuti.
- Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m² con durata superiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata superiore a 10 min.
- Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m² con durata superiore a 20 min.
- Sovrappressione superiore a 1,0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni).
- Sovrappressione tra 0,3 e 0,6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici).

Sulla base di tali criteri, lo studio si è articolato nei seguenti punti:

- Selezione degli eventi incidentali che potrebbero comportare effetto Domino (ad esempio Jet-Fire di lunghezza superiore a 2 m, Pool-Fire di durata superiore a 5 minuti, ecc.).
- Descrizione dello scenario primario. Sono riportati i parametri significativi dello scenario generante il possibile Effetto domino.
- Analisi degli sviluppi. Sono identificati tutti i possibili bersagli, il loro hold-up, le distanze dal centro dello scenario iniziale, la probabilità di generare effetto domino e le protezioni in loco (tipo e numero).
- Stima della frequenza di accadimento dell'effetto domino. Sono elencate le apparecchiature-bersaglio più critiche tra quelle identificate al punto precedente, scelte in base al tipo / quantità di sostanza contenuta e alla probabilità di generare un Effetto domino; per queste è calcolata la frequenza di accadimento dell'Effetto domino utilizzando la frequenza dello scenario iniziale, la probabilità dell'effetto domino e la probabilità di mancato intervento delle protezioni.





- Conseguenze dell'effetto domino. Sono stimate le conseguenze e i raggi dei cerchi di danno secondario con centri nei baricentri delle apparecchiature identificate al punto precedente e aventi frequenza di accadimento $\geq 10^{-6}$ occ/anno. Qualora tali frequenze di accadimento fossero inferiori a 10^{-6} occ/anno si ritiene l'Effetto domino non ragionevolmente credibile.

D.2.2 Effetti degli incidenti indotti

L'analisi di rischio sviluppata nel RdS preliminare ha determinato, per la totalità degli scenari sviluppati, tempi di intervento inferiori a 5 minuti, in virtù dei previsti sistemi di protezione automatica e di rilevazione F&G, incluse le relative azioni esecutive, e dei previsti sistemi di mitigazione dei potenziali eventi pericolosi (sistemi di intercettazione e depressurizzazione).

In alcuni casi, gli scenari credibili non hanno comportato effetti in grado di generare un effetto domino in quanto la corrispondente soglia di irraggiamento o sovrappressione non è stata raggiunta (si vedano le tabelle di riepilogo delle conseguenze al paragrafo Scenari incidentali C.4.2.2).

Nello studio Domino si è tenuta in considerazione la presenza e disponibilità dei sistemi antincendio e si è verificata positivamente l'adeguatezza degli stessi per far fronte sia allo scenario primario che agli eventuali scenari secondari indotti dall'Effetto Domino.

In ALLEGATO D.2.2-1 è disponibile l'analisi completa dell'Effetto Domino.

ALLEGATO D.2.2-1 ANALISI DEGLI INCIDENTI INDOTTI

Alla luce dell'analisi effettuata è possibile concludere che:

- in caso di un rilascio da una linea/apparecchiatura non è possibile escludere che gli effetti degli scenari incidentali conseguenti possano interessare altre installazioni del Terminale, tuttavia la presenza di sistemi di rilevazione F&G che attivano automaticamente le azioni di emergenza (intercettazione e depressurizzazione) consente di minimizzare la durata dei potenziali rilasci, in modo tale da poter escludere la possibilità di danneggiamento di altre linee/apparecchiature e conseguente escalation degli effetti;
- considerazioni analoghe valgono per il potenziale coinvolgimento delle installazioni presenti in banchina (opere connesse al di fuori del limite di batteria del Terminale); la durata estremamente limitata degli scenari incidentali consente di escludere eventi indotti su queste installazioni e, quindi, potenziali effetti domino.

Ciò consente di concludere che la progettazione dei sistemi di rilevazione F&G, incluse le relative azioni esecutive, e dei sistemi di mitigazione dei potenziali eventi pericolosi (sistemi di intercettazione e depressurizzazione, protezione al fuoco delle strutture) è adeguata a rendere il rischio connesso alle installazioni tollerabile.





D.2.3 Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, il danneggiamento di strutture, serbatoi, apparecchiature e condotte contenenti sostanze infiammabili e/o tossiche.

Le strutture del Terminale sono dotate di adeguate misure di protezione attiva e passiva per far fronte a eventuali scenari incidentali e di incendio, allo scopo di impedire o comunque limitare la propagazione degli incendi ed eventuali effetti domino, nonché assicurare la sicurezza delle persone presenti.

Tali misure sono descritte ai paragrafi C.7.1 e D.8, ai quali si rimanda.





D.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

D.3.1 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di sostanze infiammabili

Nella progettazione del Terminale sono adottati accorgimenti al fine di minimizzare la possibilità di fuoriuscita accidentale o perdite di GNL. La filosofia adottata mira a minimizzare gli accoppiamenti flangiati in favore di quelli saldati, inoltre l'impianto sarà dotato di valvole di intercettazione in ingresso e uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, compressori, vaporizzatori, etc..) e sulle linee principali di GNL. In tal modo si rende possibile isolare le apparecchiature e i tratti di linea e limitare al minimo i rilasci di GNL e di gas naturale in caso di fuoriuscita.

A bordo FSRU, i serbatoi per lo stoccaggio del GNL sono progettati e realizzati conformemente al codice IGC (International Code For Construction and Equipment Of Ships Carrying Liquefied gases in bulk) e sono dotati di sistemi per il monitoraggio delle perdite eventualmente presenti tra le due barriere. Si rimanda al paragrafo B.3.2.2 per ulteriori dettagli.

Nelle installazioni in banchina il Gas Naturale è presente in fase gas e pertanto non sono possibili sversamenti rilevanti di sostanze infiammabili sul suolo e/o nei sistemi fognanti e nei corpi idrici.

Per quanto riguarda il gasolio, sostanza con caratteristiche di infiammabilità che alimenterà il gruppo elettrogeno, il serbatoio di stoccaggio dedicato sarà dotato di un sistema di contenimento di volume pari o superiore a quello del serbatoio stesso, dotato di sistema di drenaggio.

D.3.2 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di liquidi tossici o pericolosi per l'ambiente

Come già indicato nel Paragrafo C.4.4, presso il Terminale saranno presenti gasolio, olio combustibile (solo facilities) e ipoclorito di sodio, sostanze pericolose per l'ambiente ai sensi del D.Lgs. 105/15 (rispettivamente appartenenti alla categoria E2 e alla categoria E1 dell'Allegato 1, Parte 1 del D.Lgs. 105/15).

Tali sostanze saranno stoccate e movimentate in modo che eventuali perdite siano contenute e che la possibilità di contaminazione dei recettori ambientali sia estremamente remota.

In particolare l'ipoclorito di sodio sarà prodotto in situ mediante il sistema antivegetativo della FSRU, già descritto al paragrafo B.3.2.12.4, e non ne è previsto stoccaggio all'interno della nave. In banchina sarà presente uno skid di ipoclorito per le pompe antincendio, dotato di cordolo per la raccolta di eventuali spandimenti.





Per quanto riguarda il gasolio, sostanza con caratteristiche di infiammabilità, esso sarà utilizzato in banchina per l'alimentazione del gruppo elettrogeno: il serbatoio di stoccaggio dedicato sarà dotato di un sistema di contenimento di volume pari o superiore a quello del serbatoio stesso, dotato di sistema di drenaggio.

Il gasolio e l'olio combustibile a bordo della FSRU saranno stoccati in serbatoi dedicati, realizzati secondo le prescrizioni del codice IGC.

La posizione dei serbatoi all'interno dello scafo della nave rende estremamente remota la possibilità che un eventuale sversamento accidentale non sia contenuto a bordo della stessa nave: infatti i serbatoi saranno posizionati nei ponti intermedi della nave o sopra serbatoi di acqua di zavorra.

Infine, in merito alle operazioni di rifornimento di Gasolio e Olio Combustibile, queste avverranno adottando le procedure standard previste all'interno di porto e con le opportune cautele e mezzi di mitigazione a disposizione (ad es. panne galleggianti), seguendo le procedure operative della nave FSRU per i rifornimenti di combustibili liquidi. Si precisa inoltre che l'assetto di marcia previsto per il Terminale prevede l'alimentazione dei generatori bifuel della FSRU con gas naturale e che, pertanto, l'alimentazione a combustibile liquido sarà sporadica e in concomitanza con fasi di fermata della sezione di rigassificazione.

Presso il Terminale non saranno invece presenti sostanze tossiche.

D.3.3 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas o vapori tossici

Non saranno presenti sostanze tossiche all'interno del Terminale.





D.4 CONTROLLO OPERATIVO

D.4.1 Controllo operativo del processo

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 dell'impianto e dei sistemi presenti.

Allo stato attuale di progettazione, sono state sviluppate le filosofie generali per il controllo operativo del Terminale, tra cui la Filosofia di funzionamento, controllo ed emergenza impianto. Alcuni estratti di tale documento (parte integrante della documentazione di progetto, disponibile su richiesta) sono stati riportati nei paragrafi C.7.2.1 e C.7.10.1.

La FSRU sarà dotata di un manuale operativo che contemplerà sia le operazioni durante la navigazione (on-going sea), che le operazioni durante il funzionamento ormeggiata in rigassificazione: tale manuale includerà le procedure di emergenza sia per eventi legati alle apparecchiature della nave sia per le operazioni di trasferimento ship to ship.

D.4.2 Struttura e indice dei manuali operativi

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

D.5.1 Criteri e sistemi per identificare e segnalare le fonti di pericolo

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





D.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

D.6.1 Descrizione delle fonti di rischio mobili

Le fonti di rischio mobili per il nuovo Terminale sono riconducibili alle seguenti:

- Eventuali mezzi pesanti circolanti in banchina per le operazioni di manutenzione.
- Navi metaniere in ingresso al porto per le operazioni di scarico/carico.

Per ciascun mezzo sopra elencato, si riportano le precauzioni messe in atto che permettono di considerare ragionevolmente non credibili un eventuale incidente connesso alla circolazione/manovre (su mare o su strada).

Mezzi pesanti (per manutenzione)

L'eventuale accesso di mezzi pesanti, quali ad esempio mezzi di sollevamento per effettuazioni di operazioni di manutenzione, sarà procedurizzato e controllato dal personale di impianto.

I lavori attorno alle apparecchiature saranno soggetti a valutazione del rischio.

ALLEGATO D.6.1-1 PLANIMETRIA DELLE AREE LOGISTICHE E DELLA VIABILITÀ DI COLLEGAMENTO

Mezzi navali (navi metaniere)

In merito alla rilevanza ai fini della sicurezza dell'arrivo delle navi metaniere e delle possibili interferenze con altri traffici con i conseguenti rischi (collisioni, urti), SNAM ha proceduto a condurre uno studio di manovrabilità nell'area portuale in collaborazione con la società CETENA di Genova (società specializzata con esperienza trentennale nel campo): lo studio è disponibile in allegato e di seguito se ne riportano le conclusioni.

ALLEGATO D.6.1-2 REPORT CETENA "SIMULAZIONI DI MANOVRA PER IL PORTO DI PORTO TORRES"

Lo studio di manovrabilità affrontato al simulatore ha preso in considerazione condizioni metereo-logiche critiche per la fattibilità delle manovre nel Porto industriale di Porto Torres (SS). Le simulazioni svolte con le unità FSRU e LNG Carrier (35000 m³ e 140000 m³) hanno dimostrato la fattibilità al simulatore delle manovre di arrivo e partenza dal terminal LNG, evidenziando l'adeguatezza dello specchio acqueo per lo svolgimento delle manovre di queste unità, il quale garantisce ampi spazi di arresto e manovra all'interno del porto.

Durante le simulazioni è stata considerata la flotta di rimorchiatori attualmente in dotazione presso il Porto di Porto Torres, costituita da 1 rimorchiatore da 32t e 3 rimorchiatori da 50t di Bollard Pull. Dalle simulazioni svolte, tale





configurazione ha garantito lo svolgimento delle manovre delle unità più piccole (LNGC 35000 m³) con un'ampia riserva di spinta anche in condizioni severe. Tuttavia, per l'unità di dimensioni maggiori (LNGC 140000 m³), tale flotta permette di portare a termine le manovre eseguite al simulatore con una riserva di potenza esigua.

La seconda flotta testata (1x50t e 2x80t) ha dimostrato di poter gestire la manovra con margini di potenza residui maggiori.

Si riassumono qui di seguito i risultati raggiunti:

- Sono state valutate l'idoneità e l'adeguatezza nello specchio acqueo a disposizione delle diverse unità navali in termini di sicurezza della navigazione e di manovrabilità nelle varie condizioni meteorologiche per poter compiere le manovre portuali di arrivo e partenza dal terminal LNG;
- Sono state verificate le condizioni operative proposte dalla Capitaneria di Porto per lo svolgimento in sicurezza delle manovre di ingresso e uscita grazie all'ausilio dei rimorchiatori ;
- È stata verificata l'adeguatezza dei rimorchiatori (per numero, tipologia e tiro massimo) necessari per la manovra in sicurezza delle varie navi.
- È stata verificata l'interferenza tra il nuovo Terminal LNG e il traffico delle unità Bulk Car-rier dirette ai terminali già esistenti.

D.6.2 Precauzioni adottate per prevenire il rischio associato alle fonti di rischio mobile

Si veda paragrafo precedente e Paragrafo C.7.12.





D.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI

D.7.1 Dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure

Il Terminale sarà delimitato da una recinzione perimetrale lato terra e dotato di un sistema di controllo e monitoraggio che consentirà di monitorare e controllare gli accessi e le uscite dall'impianto e di un sistema antintrusione.

D.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO

D.8.1 Impianti, attrezzature e organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi

Di seguito si descrivono gli impianti antincendio previsti, sia lato banchina che lato nave FSRU e in ALLEGATO D.8.1-1 sono disponibili le corrispondenti planimetrie, una per la banchina e una per la FSRU.

ALLEGATO D.8.1-1 PLANIMETRIE ANTINCENDIO (MONITORI, IDRANTI, VERSATORI SCHIUMA, ETC.) (GEOREFERENZIATA)

D.8.1.1 Banchina

Presso la banchina è prevista la realizzazione di una nuova rete antincendio: in particolare lungo la banchina sarà realizzato un impianto antincendio, con linee prevalentemente interrato, che alimenterà idranti, monitori e una barriera idrica.

La rete antincendio avrà un diametro di 20", e sarà separata dall'acqua di servizio e mantenuta pressurizzata da apposita pompa (pompa jockey, 2x100%, 1 operativa, 1 di riserva), alimentata da due serbatoi di acqua dolce ad uso esclusivo.

L'alimentazione idrica sarà ad acqua mare; è inoltre prevista una riserva di acqua dolce da 200 m³ ottenuta con 4 serbatoi da 50 m³.

La rete antincendio sarà alimentata da due pompe verticali a gasolio, una principale, e la seconda di emergenza. In particolare il gruppo di pompaggio sarà costituito da:

- n° 2 pompe jockey (1 operativa, 1 di riserva) con portata di progetto pari a 35 m³/h e prevalenza pari a 105 m (da confermare nella fase successiva di ingegneria);
- n° 2 motopompe principali antincendio (1 operativa, 1 di riserva) con portata di progetto pari a 55517 l/min (3331 m³/h), portata rated assunta di 3350 m³/h e prevalenza rated assunta pari a 130 m.





D.8.1.2 FSRU

L'impianto antincendio dell'Unità Navale sarà progettato, come prevede il Codice IGC, in accordo alla Norma SOLAS Regulation.

Tale sistema è progettato per mitigare / contrastare gli eventi incidentali ritenuti credibili ed è articolato in diverse tipologie di impianti di raffreddamento ed estinzione e di emergenza, a copertura della totalità delle aree della nave. In particolare sono previsti i seguenti sistemi:

- Rete di idranti antincendio della sala macchine.
- Rete antincendio ponte.
- Sistemi a diluvio.
- Sistema di estinzione a polvere secca da contenitori pressurizzati con bombole di azoto.
- Impianto di estinzione a CO₂ per i quadri elettrici.
- Sistema di valvole a chiusura rapida (chiusure automatiche, in presenza di fuoco, di valvole normalmente aperte, in uscita da serbatoi contenenti liquidi infiammabili non lubrificanti) e serrande tagliafuoco (ad attivazione pneumatica per presenza di incendio, sulle condotte di ventilazione delle sale macchine).
- Sistema antincendio locale della sala macchine, del tipo “water mist” (principalmente a protezione dei generatori elettrici).
- Sistema di estinzione con schiuma ad alta espansione, da miscela acqua/aria/liquido schiumogeno (per le sale macchine che contengono olio di lubrificazione).
- Sistema di rilevazione incendi (per il quale si rimanda al paragrafo C.8.1 e relativi allegati).
- Sistema di attrezzature antincendio.
- Sistema di attrezzature salvavita.

Al fine di illustrare quali sono le potenzialità dei sistemi antincendio in dotazione alla FSRU e nave metaniera che possono essere utilizzati nello spazio fra le navi in fase di travaso GNL su rilasci di gas, si precisa che, specificatamente per l'area dei manifold di trasferimento, la FSRU sarà dotata dei seguenti sistemi antincendio:

- N. 1 cortina d'acqua per ogni area travaso;
- N. 1 monitor a polvere per ogni area travaso;
- N. 1 monitor ad acqua per ogni area travaso.





D.8.2 Sistema di drenaggio

L'area di banchina del Terminale sarà servita dall'esistente sistema di drenaggio: quest'area infatti movimenterà Gas Naturale in fase gassosa e pertanto il progetto non introduce variazioni rispetto allo stato attuale.

In ALLEGATO D.8.2-1 è disponibile lo schema del sistema di scarico e raccolta delle acque di sentina e di drenaggio a bordo FSRU.

ALLEGATO D.8.2-1 PLANIMETRIA DRENAGGIO ACQUE FSRU

D.8.3 Fonti di approvvigionamento dell'acqua antincendio

I sistemi antincendio ad acqua previsti saranno alimentati con acqua mare. Si rimanda al paragrafo D.8.1 per ulteriori dettagli.

D.8.4 Autorizzazioni concernenti la prevenzione incendi

Le uniche attività che rientrano tra quelle elencate nell'Allegato I al D.P.R. 151/2011 sono le attività previste in banchina, riportate nella seguente tabella.

Il progetto per il Metanodotto di allacciamento alla rete di trasporto nazionale, non rientrando nel campo di applicazione del D.Lgs. 105/2015, è stato oggetto di specifica Valutazione Progetto ai sensi del D.P.R. 151/2011 e ha ottenuto il parere favorevole del Comando dei Vigili del Fuoco di Livorno.

N. attività D.P.R. 151/2011	DESCRIZIONE D.P.R. 151/2011	Inquadramento attività ex allegato L D.Lgs. 105/2015	Dettaglio attività
12.2.B	Depositi e/o rivendite di liquidi infiammabili e/o combustibili e/o oli lubrificanti, diatermici di qualsiasi derivazione, di capacità geometrica complessiva da 1 m ³ a 50 m ³	Attività non individuabile come impianto o deposito	Serbatoio di gasolio da 25,2 m ³ per rifornimento gruppo elettrogeno e motopompe antincendio
49.3.C	Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva superiore a 700 kW	Attività non individuabile come impianto o deposito	1 gruppo elettrogeno da circa 1.300 kVA (circa 1.000 kW)
6.2.B	Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petrolifera o chimica, con pressione superiore a 2,4 MPa	Attività non individuabile come impianto o deposito	Metanodotto di piattaforma

Tabella 76 - Attività soggette a Prevenzione Incendi

In **Allegato I.9** si riporta la planimetria del Terminale con elenco e individuazione delle attività soggette al controllo del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco presenti.

ALLEGATO I.9 PLANIMETRIA ATTIVITÀ SOGGETTE AL CONTROLLO DEL CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO AI SENSI DEL D.P.R. 151/2011





D.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

D.9.1 Dislocazione di sale controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali

In ALLEGATO A.1.2-1 si riporta la planimetria generale del Terminale, con indicazione delle unità logiche di impianto. Maggiori dettagli relativamente all'ubicazione degli edifici e delle apparecchiature principali sono disponibili nelle mappe e layout forniti in ALLEGATO A.2.3-1.

La sala controllo del Terminale sarà situata sulla FSRU, in particolare a babordo della prua, come mostrato nella seguente Figura 43.

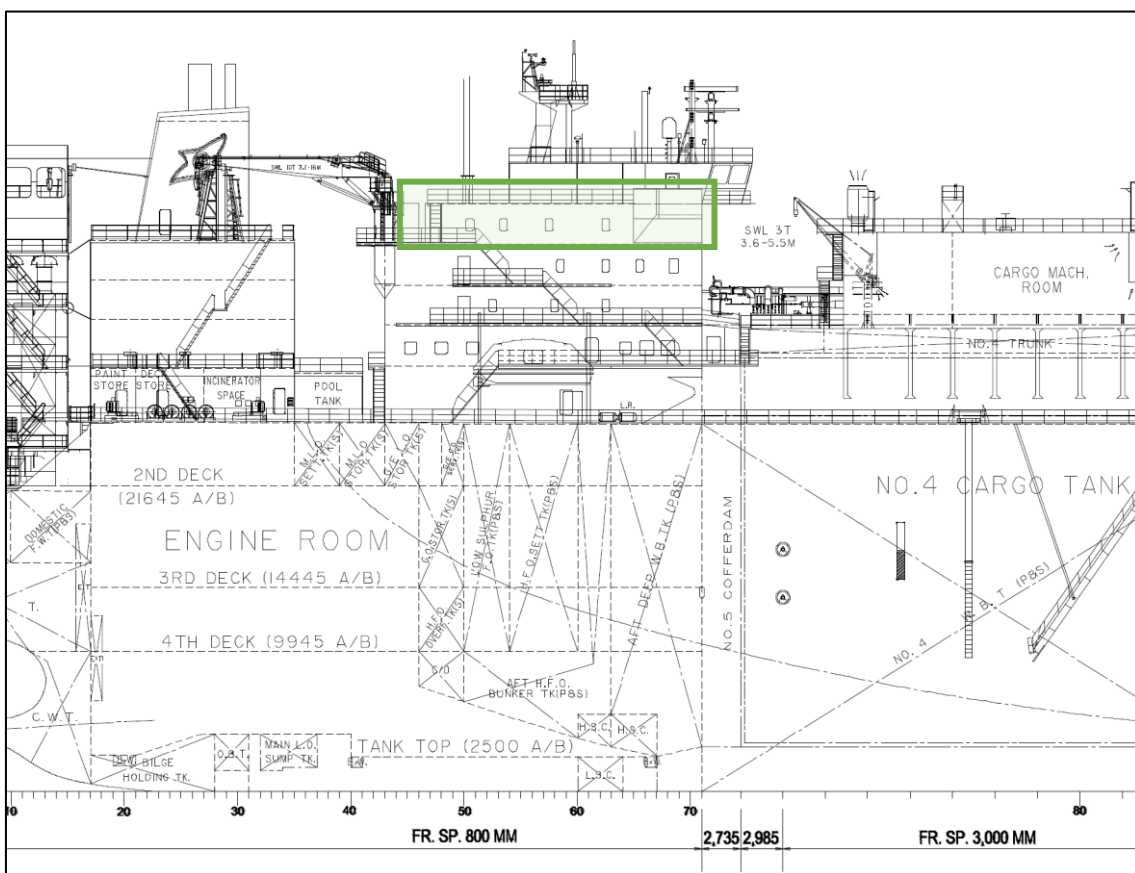


Figura 43 - Dislocazione sala controllo





D.9.2 Mezzi di comunicazione all'interno dello stabilimento e con l'esterno

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.9.3 Ubicazione dei servizi di emergenza e dei presidi sanitari previsti

Il Terminale sarà dotato dei necessari presidi sanitari previsti secondo quanto richiesto dalla normativa vigente (D.Lgs. 81/08 e s.m.i.).

All'interno dello Stabilimento è previsto un locale infermeria a bordo della nave e una cassetta di primo soccorso nella sala controllo della banchina, le prime di azioni di pronto soccorso sono garantite dal personale incaricato dell'attivazione delle misure di evacuazione e primo soccorso.

In ALLEGATO D.9.3-1 si riporta una planimetria con l'indicazione dei presidi di emergenza, delle vie di fuga e dei punti di raccolta.

ALLEGATO D.9.3-1 PLANIMETRIA CON RIPORTATA L'UBICAZIONE SERVIZI DI EMERGENZA ED EVENTUALI PRESIDII SANITARI

D.9.4 Programma di addestramento per le emergenze

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.9.5 Piano di Emergenza Interna e informazioni per il Piano di Emergenza Esterna

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.9.6 Responsabili attuazione dei piani di emergenza

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





E IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI

E.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI

E.1.1 Impianti di trattamento e depurazione dei reflui

E.1.1.1 Emissioni in atmosfera

Il Terminale può essere considerato un sistema con limitate emissioni in atmosfera in quanto il sistema di processo principale è costituito dai vaporizzatori alimentati da acqua di mare.

Le emissioni in atmosfera sono principalmente associate a:

- Combustione nei sistemi di generazione di potenza elettrica di emergenza (è prevista la presenza di generatori di emergenza).
- Emissioni in fase di emergenza (sfiati).
- Traffico indotto da mezzi terrestri e navali.

E.1.1.2 Emissioni in acqua

E.1.1.2.1 Sistema Acque Reflue

A bordo della FSRU, il sistema di raccolta delle acque reflue è di tipo sottovuoto, con il vuoto prodotto da un eiettore, valvola di non ritorno e due pompe. Le tubazioni di raccolta (dagli impianti sanitari, dalla sala macchine ecc.) sono dirette all'ingresso del serbatoio di trattamento delle acque reflue sotto vuoto. In circostanze normali una delle pompe sarà impostata per funzionare come pompa per vuoto, l'altra come pompa di scarico per l'impianto di trattamento.

I liquami vengono trasportati fino al serbatoio di raccolta utilizzando la pressione differenziale generata dal sistema del vuoto; dal serbatoio di raccolta i liquami vengono pompato verso l'impianto di trattamento.

L'impianto di trattamento delle acque reflue sarà completamente automatico e progettato per il trattamento delle acque nere e grigie.

Dopo il trattamento nell'impianto di trattamento e depurazione, l'effluente viene pompato fuori bordo mediante le pompe di scarico delle acque reflue verso una bettolina di servizio attraverso appositi bocchelli posizionati sul ponte superiore.

E.1.1.2.2 Gestione delle Acque Oleose

La FSRU è dotata di un separatore delle acque oleose utilizzato per trattare l'acqua di sentina.

Dopo il trattamento l'effluente viene pompato fuori bordo mediante le pompe di scarico per poi essere conferito a terra in accordo alla normativa.





E.1.1.2.3 Acqua mare

Sarà previsto il prelievo e la restituzione dell'acqua di mare per soddisfare le esigenze del processo di rigassificazione GNL (tramite i vaporizzatori) e altri usi industriali come il raffreddamento di alcune tipologie di apparecchiature.

E.1.1.2.4 Banchina

La banchina sarà dotata di un sistema di raccolta delle acque meteoriche in banchina, il cui posizionamento è indicato nella planimetria generale in ALLEGATO A.2.3-1.

E.1.2 Planimetria della rete fognaria

Con riferimento alla FSRU, le acque reflue verranno scaricate in un apposito serbatoio per il successivo smaltimento su autocarro. Il serbatoio delle acque reflue sarà installato a bordo e dovrà essere provvisto di uno o più passi d'uomo che ne consentano l'accesso per la pulizia, la manutenzione e l'ispezione. Il collegamento sarà in un'area facilmente accessibile sul lato di attracco della FSRU e lato banchina e contrassegnato per evitare qualsiasi collegamento errato.

Con riferimento alla banchina, la planimetria generale in ALLEGATO A.2.3-1 indica la posizione delle vasche di raccolta reflui, il dettaglio degli scarichi e dei prelievi idrici è fornito in ALLEGATO E.1.2-1.

ALLEGATO E.1.2-1 PLANIMETRIA PUNTI DI PRELIEVO E SCARICO IDRICO DEL TERMINALE (GEOREFERENZIATA)





E.2 GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI

E.2.1 Adempimenti per la gestione dei rifiuti

I principali rifiuti prodotti in fase di esercizio del Terminale derivano da:

- rifiuti urbani: rifiuti domestici e assimilabili;
- rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti;
- oli esausti;
- rifiuti liquidi da usi civili;
- 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.

Ad ogni modo, considerata la tipologia, la quantità e le modalità di gestione, nessuno dei rifiuti prodotti in fase di esercizio potrà dare luogo a un incidente rilevante.

Non sono previste aree dedicate ai rifiuti pertanto non è stata predisposta la planimetria dello stabilimento con l'evidenziazione delle aree in cui i rifiuti sono eventualmente presenti.

F CERTIFICAZIONI E MISURE ASSICURATIVE

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

F.1.1 Copia delle certificazioni e autorizzazioni

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

F.1.2 Polizze assicurative e di garanzia per i rischi di danni a persone, a cose e all'ambiente

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

