

EDISON S.p.A.

Milano, Italia

Variante Progetto Rosignano

**Rapporto di Sicurezza
per la Fase di Nulla
Osta di Fattibilità
(NOF) ai Sensi del
D.L.vo 105/15**

EDISON S.p.A. Milano, Italia

Variante Progetto Rosignano

**Rapporto di Sicurezza
per la Fase di Nulla
Osta di Fattibilità
(NOF) ai Sensi del
D.L.vo 105/15**



Il presente documento è costituito da
No. 131 pagine numerate progressivamente,
No. 7 pagine di Indice, No. 2 pagine di Riferimenti,
No. 7 Allegati, No. 13 Appendici.

EDISON S.p.A.

Milano, Italia

Variante Progetto Rosignano

**Rapporto di Sicurezza
per la Fase di Nulla
Osta di Fattibilità
(NOF) ai Sensi del
D.L.vo 105/15**

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione	M. Derchi / G. Patrone	T. Pezzo	G. Uguccioni	Aprile 2016

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	V
LISTA DELLE FIGURE	VII
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	VII
INTRODUZIONE	1
A. DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO	3
A.1 DATI GENERALI	3
A.1.1 Nominativo, Codice Fiscale e Indirizzo della Sede Legale del Gestore	3
A.1.2 Denominazione e Ubicazione dello Stabilimento	4
A.1.3 Responsabile della Progettazione di Base dell'Impianto	4
A.1.4 Responsabile della Stesura del Rapporto di Sicurezza	5
A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO	5
A.2.1 Corografia della Zona	5
A.2.2 Posizione dello Stabilimento	5
A.2.3 Piante e Sezioni dell'Impianto	5
B. INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO	7
B.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI	7
B.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA	8
B.2.1 Organigramma Preliminare	9
B.2.2 Entità del Personale	9
B.2.3 Programmi di Informazione, Formazione e Addestramento	9
B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	9
B.3.1 Descrizione delle Attività	9
B.3.2 Tecnologia di Base	9
B.3.3 Schema a Blocchi, Modalità di Trasporto e Schema di Processo	10
B.3.4 Capacità Produttiva	19
B.3.5 Informazioni relative alle Sostanze Oggetto del Rapporto di Sicurezza	19
B.4 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE	24
B.4.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame	24
C. SICUREZZA DELLO STABILIMENTO	27
C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE	27
C.1.1 Problemi Noti di Salute e Sicurezza per la Tipologia di Impianto	27
C.1.2 Esperienza Storica Relativa a Incidenti	27
C.2 REAZIONI INCONTROLLATE	41
C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI	41
C.3.1 Condizioni Meteorologiche Prevalenti	41
C.3.2 Cronologia degli Eventi Geofisici, Meteo Marini, Ceraunici e dei Dissesti Idrogeologici	44

INDICE (CONTINUA)

	<u>Pagina</u>
C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI	47
C.4.1 Sequenze Incidentali	47
C.4.2 Stima delle Conseguenze degli Scenari Incidentali	62
C.4.3 Mappe di Danno	96
C.4.4 Analisi delle Conseguenze Ambientali	96
C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO	97
C.5.1 Sintesi dei Risultati dell'Analisi degli Eventi Incidentali	97
C.5.2 Elementi per la Pianificazione Territoriale ai Sensi del D.M. 9 Maggio 2001	97
C.6 DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI	97
C.6.1 Descrizione delle Precauzioni Assunte per prevenire o mitigare gli Incidenti	97
C.6.2 Accorgimenti previsti per prevenire gli Errori Umani	99
C.6.3 Valutazione della Sicurezza in Relazione allo Stato Funzionale dell'Impianto	100
C.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI	100
C.7.1 Precauzioni e Coefficienti di Sicurezza adottati nella Progettazione delle Strutture	100
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	101
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	102
C.7.4 Torce e Scarichi d'Emergenza all'Atmosfera di Prodotti Tossici e/o Infiammabili	104
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	104
C.7.6 Criteri di Protezione dei Contenitori di Sostanze Pericolose nei Confronti della Corrosione Esterna	104
C.7.7 Ubicazione delle Zone in cui sono immagazzinate Sostanze Corrosive	105
C.7.8 Rivestimenti Interni, Sovrasspessori di Corrosione e Ispezioni.	105
C.7.9 Procedure di Controllo delle Apparecchiature Critiche	105
C.7.10 Sistemi di Blocco di Sicurezza	105
C.7.11 Luoghi con Pericolo di Formazione e Persistenza di Miscele Infiammabili e/o Esplosive e/o Tossiche e Misure adottate	106
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	106
C.8 SISTEMI DI RILEVAMENTO	107
C.8.1 Descrizione e Posizione dei Rilevatori	107

INDICE (CONTINUA)

	<u>Pagina</u>
D. SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI	108
D.1 SOSTANZE EMESSE	108
D.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE	108
D.2.1 Effetti Indotti da Incendi o Esplosioni	108
D.2.2 Effetti degli Incidenti Indotti	110
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.	112
D.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO	112
D.3.1 Sistemi per il Contenimento di Fuoriuscite di Sostanze Infiammabili	112
D.4 CONTROLLO OPERATIVO	114
D.4.1 Criteri di Predisposizione delle Procedure e Istruzioni per il Controllo Operativo	114
D.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA	114
D.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI	115
D.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI	115
D.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO	115
D.8.1 Impianti, Attrezzature e Organizzazione per la Prevenzione e l'Estinzione degli Incendi	116
D.8.2 Sistema di Drenaggio	125
D.8.3 Fonti di Approvvigionamento dell'Acqua Antincendio	125
D.8.4 Autorizzazioni concernenti la Prevenzione Incendi	126
D.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI	127
D.9.1 Dislocazione di Sale Controllo, Uffici, Laboratori e Apparecchiature Principali	127
D.9.2 Mezzi di Comunicazione all'Interno dello Stabilimento e con l'Esterno	127
D.9.3 Ubicazione dei Servizi di Emergenza e dei Presidi Sanitari Previsti	128
E. IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI	129
E.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI	129
E.1.1 Impianti di Trattamento e Depurazione Reflui	129
E.1.2 Vasche di Raccolta e Rete Fognaria	130
E.2 GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI	130
E.2.1 Adempimenti per la Gestione dei Rifiuti	130

RIFERIMENTI

INDICE (CONTINUA)

ALLEGATO I.2:	SCHEDE DI SICUREZZA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE
ALLEGATO I.4:	QUANTITÀ MASSIME DELLE SOSTANZE PERICOLOSE
ALLEGATO I.5:	TABELLA RIEPILOGATIVA DELLE RISULTANZE DELLE ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI
ALLEGATO I.9:	ATTIVITÀ SOGGETTE AL CONTROLLO DEL CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO AI SENSI DEL D.P.R. 151/2011 E S.M.I.
ALLEGATO I.10:	CERTIFICAZIONI E DICHIARAZIONI DI CUI ALL'ALLEGATO II DEL DECRETO DEL MINISTERO DELL'INTERNO DEL 7 AGOSTO 2012
ALLEGATO I.11:	ANALISI DELLE FREQUENZE DELL'EVENTO DI IMPATTO DI UNA NAVE AL PONTILE SOLVADA
ALLEGATO I.12:	METODO A INDICI
APPENDICE A:	CONCLUSIONE ISTRUTTORIA NOF
APPENDICE A.1.2:	PLANIMETRIA DEI CONFINI E UNITÀ LOGICHE DELL'IMPIANTO
APPENDICE A.1.4:	CURRICULUM VITAE DEL RESPONSABILE DELLA STESURA DEL DOCUMENTO
APPENDICE A.2.1:	COROGRAFIA DELLA ZONA E CARTA NAUTICA
APPENDICE A.2.2:	POSIZIONE DELLO STABILIMENTO SU MAPPA
APPENDICE A.2.3:	PLANIMETRIA GENERALE DELL'IMPIANTO
APPENDICE B.2.1:	ORGANIGRAMMA
APPENDICE B.3.3:	SCHEMA A BLOCCHI DELL'IMPIANTO E SCHEMI DI FLUSSO SEMPLIFICATI
APPENDICE C.4.1:	ALBERI DEGLI EVENTI
APPENDICE C.4.1-1:	ALBERI DI GUASTO PER I TOP EVENT
APPENDICE C.4.3:	RAPPRESENTAZIONE CARTOGRAFICA DELLE AREE DI DANNO
APPENDICE C.5.2:	PLANIMETRIA DEGLI IMPATTI DEGLI EVENTI INCIDENTALI SULLE AREE ESTERNE AL TERMINALE
APPENDICE D.8.1:	PLANIMETRIA SISTEMA ANTINCENDIO

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 1: Dati Progettuali e Ingombro dei Serbatoi GNL	13
Tabella 2: Composizioni Molari del GNL, Potere Calorifico Inferiore e Densità del Liquido	20
Tabella 3: Classificazione delle Sostanze Secondo Regolamento 1272/2008/CE e Schede di Sicurezza Disponibili	22
Tabella 4: Riepilogo Indici di Rischio compensati	25
Tabella 5: Incidenti relativi a Navi Metaniere	37
Tabella 6: Frequenze delle Classi di Stabilità Stazione ENEL/S.M.A.M. di Pisa Aeroporto (A.M. 158)	42
Tabella 7: Frequenze delle Classi di Stabilità Stazione di Gorgogna (A.M. 154)	42
Tabella 8: Frequenze Velocità e Direzione del Vento Stazione ENEL/S.M.A.M. di Pisa Aeroporto (A.M. 158)	42
Tabella 9: Frequenze Velocità e Direzione del Vento Stazione di Gorgogna (A.M. 154)	43
Tabella 10: Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia	44
Tabella 11: Soglie Operative Usuali	46
Tabella 12: Soglie di Progetto	46
Tabella 13: Sezioni Isolabili	54
Tabella 14: Caratteristiche di Processo (Riferimento: GNL Composizione Pesante)	55
Tabella 15: Riepilogo degli Eventi	56
Tabella 16: Probabilità di Rottura Tubazioni - API RP 581 (Ed. 2000)	57
Tabella 17: Probabilità di Rottura di Apparecchiature - API RP581 (ed. 2000)	57
Tabella 18: Valutazione delle Frequenze Eventi Base (Perdite di Contenimento)	60
Tabella 19: Soglie di Danno - Valori di Riferimento	63
Tabella 20: Probabilità di Effetto Domino – Irraggiamento	64
Tabella 21: Valori Guida per la Stima del Tempo di Intervento nella Quantificazione delle Conseguenze di uno Scenario Incidentale	65
Tabella 22: Probabilità di Effetto Domino – Sovrapressione	66
Tabella 23: Probabilità di Innesco Immediato	67
Tabella 24: Probabilità di Innesco Ritardato	67
Tabella 25: Probabilità di Esplosione/Flash Fire	67
Tabella 26: Evento 1G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	69
Tabella 27: Evento 1G – Irraggiamento Termico da Pool Fire	70
Tabella 28: Evento 1G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	70
Tabella 29: Evento 2G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	71
Tabella 30: Evento 2G – Condizioni di Processo	71
Tabella 31: Evento 2G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	72
Tabella 32: Evento 2G – Irraggiamento Termico da Jet Fire	72
Tabella 33: Evento 3G – Condizioni di Processo	73
Tabella 34: Evento 3G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	73
Tabella 35: Evento 3G – Irraggiamento Termico da Jet Fire	74
Tabella 36: Evento 4G – Condizioni di Processo	75
Tabella 37: Evento 4G – Dati di Rilascio	75
Tabella 38: Evento 4G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	76

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 39: Evento 4G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (pre-intercettazione)	76
Tabella 40: Evento 4G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (dopo l'intercettazione)	77
Tabella 41: Evento 4G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	77
Tabella 42: Evento 5G – Condizioni di Processo	78
Tabella 43: Evento 5G – Dati di Rilascio	79
Tabella 44: Evento 5G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	79
Tabella 45: Evento 5G – Irraggiamento Termico da Jet Fire	80
Tabella 46: Evento 6G – Condizioni di Processo	80
Tabella 47: Evento 6G – Dati di Rilascio	81
Tabella 48: Evento 6G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	81
Tabella 49: Evento 6G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (prima dell'intercettazione)	82
Tabella 50: Evento 6G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (dopo l'intercettazione)	82
Tabella 51: Evento 6G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	82
Tabella 52: Evento 7G – Condizioni di Processo	84
Tabella 53: Evento 7G – Dati di Rilascio	84
Tabella 54: Evento 7G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	84
Tabella 55: Evento 7G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (prima dell'intercettazione)	85
Tabella 56: Evento 7G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (dopo l'intercettazione)	85
Tabella 57: Evento 8G – Condizioni di Processo	86
Tabella 58: Evento 8G – Frequenze di Accadimento Scenari	87
Tabella 59: Evento 8G – Irraggiamento Termico da Pool Fire	87
Tabella 60: Evento 8G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	88
Tabella 61: Evento 9G – Condizioni di Processo	88
Tabella 62: Evento 9G – Frequenze di Accadimento degli Scenari	89
Tabella 63: Evento 9G – Irraggiamento Termico da Jet Fire	89
Tabella 64: Evento 9G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	90
Tabella 65: Evento 10G – Condizioni di Processo	90
Tabella 66: Evento 10G – Frequenze di Accadimento Scenari	91
Tabella 67: Evento 10G – Irraggiamento Termico da Pool Fire	91
Tabella 68: Evento 10G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità	92
Tabella 69: Evento 11G – Condizioni di Processo	92
Tabella 70: Evento 11G – Frequenze di Accadimento Scenari	93
Tabella 71: Evento 11G – Irraggiamento Termico da Jet Fire	94
Tabella 72: Evento 11G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità – 5%DN	94
Tabella 73: Evento 12G – Condizioni di Processo	95
Tabella 74: Evento 12G – Irraggiamento Termico da Jet Fire	96
Tabella 75: Definizione delle Portate di Riferimento – Efflussi Gassoso da Serbatoi di Stoccaggio GNL Secondo Appendice B – UNI EN 1473	103

LISTA DELLE TABELLE (CONTINUA)

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 76: Top 3 - Rilascio di Etilene per Rottura della Pipeline in Conseguenza di Urto con Nave	111
Tabella 77: Segnali di Rivelazione al Pontile e Azioni Conseguenti	122
Tabella 78: Segnali di Rivelazione Impianto a Terra e Azioni Conseguenti	123

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 1: Collegamento dei Sistemi PERC e ESD	98

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
BOG	Boil Off Gas
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CTR	Comitato Tecnico Regionale
DCS	Distributed Control System
DN	Diametro Nominale
DPCM	Decreto Presidente del Consiglio dei Ministri
DWT	Deadweight Tonnage
EDG	Emergency Diesel Generator
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shut Down
FB	Full Bore
GNL	Gas Naturale Liquefatto
HSE	Health Safety and Environment
IDLH	Immediately Dangerous to Life and Health
IEC	International Electrotechnical Commission
LFL	Lower Flammable Limit, Limite Inferiore di Infiammabilità
MCC	Motor Control Center
NAR	Non Aggravio di Rischio
NFPA	National Fire Protection Association
NOF	Nulla Osta di Fattibilità
ORV	Open Rack Vaporisers
PERC	Powered Emergency Release Coupling
PRG	Piano Regolatore Generale
PVC	Cloruro di Polivinile
RdS	Rapporto di Sicurezza
SCV	Submerged Combustion Vaporiser
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione

VARIANTE PROGETTO ROSIGNANO RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA PER LA FASE DI NULLA OSTA DI FATTIBILITÀ AI SENSI DEL D.L.VO 105/15

INTRODUZIONE

La Società Edison ha proposto la realizzazione di un Terminale Integrato GNL ed Etilene nel Comune di Rosignano, in provincia di Livorno, in un'area adiacente a quella attualmente occupata dall'esistente Terminale di rigassificazione Etilene di proprietà della Società INEOS.

A tale fine ha sviluppato nel 2002 un progetto per il quale è stato elaborato uno Studio di Impatto Ambientale ed un Rapporto di Sicurezza per la Fase di Nulla Osta di Fattibilità (chiamato sinteticamente NOF nel seguito) ai sensi del D. Lgs. 334/99 e s.m.i.. decreto legislativo sostituito dal D.L.gs. 105 del 26 Giugno 2015.

Nel 2004 è stato presentato al CTR competente un Rapporto di Sicurezza per la fase di Nulla Osta di Fattibilità per il progetto denominato "Progetto Rosignano", consistente nella realizzazione in Località Vada nel Comune di Rosignano Marittimo (Provincia di Livorno) di un rigassificatore di GNL di capacità pari a circa 3 Miliardi Sm³/anno, nell'adeguamento dell'esistente pontile Solvada, nella realizzazione di un metanodotto di collegamento alla rete nazionale gas, nella dismissione dell'impianto di etilene con il relativo serbatoio di stoccaggio a singolo contenimento e la realizzazione di un nuovo Terminale Etilene con serbatoio a doppio contenimento.

Al fine di adeguare il progetto sulla base delle osservazioni presentate dagli Enti locali nel corso dell'istruttoria, come preannunciato nel corso della Conferenza dei Servizi convocata dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 20 Aprile 2005, la Società Edison SpA, ha predisposto un nuovo progetto denominato "Variante Progetto Rosignano" che prevedeva:

- un terminale di stoccaggio e rigassificazione di GNL avente capacità di rigassificazione pari a 8 Miliardi Sm³/anno di gas naturale e due serbatoi di stoccaggio, a contenimento totale, di capacità pari a 160,000 m³ ciascuno da realizzarsi all'interno dello Stabilimento Solvay di Rosignano;
- la costruzione di condotte criogeniche interrate per il trasferimento del GNL ai serbatoi;
- tutta l'impiantistica necessaria alla rigassificazione del GNL;
- la costruzione di un metanodotto 32", di lunghezza pari a 4.5 km, in alta pressione per il collegamento del Terminale GNL con la rete nazionale dei gasdotti, in Località Castellina Marittima (PT), al metanodotto Livorno-Piombino;
- adeguamento dell'esistente pontile Solvada con prolungamento di circa 430 m e realizzazione della piattaforma di ormeggio per l'attracco e lo scarico di navi metaniere di capacità fino a 140,000 m³;

- la dismissione delle esistenti condotte per lo scarico dell'etilene liquido tra la radice del pontile ed il serbatoio, e la dismissione dell'attuale serbatoio etilene, a singolo contenimento, da 10,000 m³ e di tutta la relativa impiantistica;
- la costruzione di un nuovo terminale di stoccaggio e rigassificazione di etilene liquido, avente capacità di rigassificazione pari a 220,000 t/anno, con un serbatoio per lo stoccaggio di capacità pari a 20,000 m³, a contenimento totale da realizzarsi all'interno dello Stabilimento Solvay di Rosignano.

Il Rapporto Preliminare di Sicurezza (Fase NOF) per il progetto “Variante Progetto Rosignano” è stato presentato nell'Ottobre 2005 e la documentazione integrativa richiesta dal CTR è stata emessa nel Febbraio 2006 e nel Giugno 2006.

A conclusione dell'istruttoria il Comitato Tecnico Regionale competente ha emesso il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) (comunicazione del Ministero dell'Interno, Corpo Nazionale Vigili del Fuoco, Ispettorato Regione Toscana, del 18/10/2006 con Protocollo No. 0015622) con alcune prescrizioni. La lettera Protocollo No. 0015622 contenente le prescrizioni è riportata in Appendice A.

Rispetto al progetto del 2005 e per il quale Edison ha ottenuto il NOF, sono ora previste alcune modifiche. La revisione alla variante di progetto non prevede più la realizzazione di un serbatoio etilene e dell'impianto di rigassificazione etilene (mantenendo la operatività del terminale etilene INEOS esistente, il cui Rapporto di Sicurezza è stato aggiornato nel 2012). Nell'area in cui era previsto il serbatoio etilene è previsto ora l'inserimento di un sistema di pensiline di carico autocisterne. Nella nuova configurazione impiantistica inoltre allo scopo di ottimizzare tale inserimento, in considerazione degli scenari incidentali analizzati durante lo sviluppo del progetto, viene arretrata di alcuni metri verso Sud la precedente posizione dei serbatoi di stoccaggio GNL nei confronti della posizione delle pensiline di carico autocisterne.

Nella revisione alla variante di progetto viene inoltre prevista la possibilità di effettuare il carico di bettoline di GNL presso il pontile.

Poiché si ritiene che le variazioni rispetto al progetto presentato nel 2005 non siano tali da causare un aggravio di rischio rispetto al progetto per il quale è stato ottenuto il Nulla Osta di fattibilità, Edison ha inviato una Dichiarazione di Non Aggravio di Rischio, corredata da relazione tecnica a supporto il 21 Gennaio 2016. Tuttavia, in assenza di una normativa che regolamenti l'iter autorizzativo per impianti non ancora realizzati che abbiano ottenuto NOF e per i quali siano proposte modifiche progettuali che non causino aggravio del rischio, il CTR Toscana con comunicazione Prot. No. 0004560 del 1 Marzo 2016 ha invitato Edison a presentare un rapporto preliminare di sicurezza relativo alla nuova configurazione.. Il presente documento costituisce pertanto il Rapporto Preliminare di Sicurezza per la fase di Nulla Osta di Fattibilità per il progetto “Variante Progetto Rosignano”, predisposto ai sensi della normativa nazionale vigente.

Dal momento che il progetto “variante progetto Rosignano” si basa nelle sue linee essenziali sul progetto precedentemente proposto ed autorizzato, si sono tenute in conto le prescrizioni emesse dal CTR al termine della istruttoria per il progetto del 2005. In particolare nel presente documento viene analizzata la prescrizione numero 10 poiché ha effetti sulle variazioni progettuali oggetto del presente progetto, le altre prescrizioni sono parte del progetto e saranno implementate in fase di progettazione successiva.

A. DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO

Edison S.p.A. intende realizzare all'interno dello Stabilimento Solvay di Rosignano, un Terminale di ricezione di GNL (Gas Naturale Liquefatto), capace di rigassificare circa 8 miliardi di Sm³ per anno di gas naturale.

L'insediamento sarà localizzato all'interno dello Stabilimento Solvay a Rosignano Solvay, comune di Rosignano Marittimo, provincia di Livorno, in un'area in passato utilizzata per lo stoccaggio di olio combustibile. Il pontile di attracco delle navi metaniere sarà localizzato nell'esistente Pontile Solvada.

Il Terminale sarà dotato inoltre di pensiline per la distribuzione di GNL tramite autocisterne collocate nell'area che nel progetto presentato nel NOF 2005 era adibita allo stoccaggio dell'Etilene liquefatto.

Il progetto prevede le seguenti opere:

- la realizzazione di un terminale di stoccaggio e rigassificazione del GNL di capacità di rigassificazione pari a circa 8 Miliardi di Sm³/anno di gas naturale localizzato nel perimetro Sud del complesso industriale Solvay su una superficie di circa 14 ha, in un'area già adibita a stoccaggio combustibili e attualmente classificata a destinazione d'uso industriale;
- l'adeguamento dell'esistente pontile Solvada tramite allungamento di circa 430 m e la realizzazione della piattaforma di ormeggio, in modo da garantire l'attracco e lo scarico di navi metaniere di capacità fino a circa 140000 m³;
- realizzazione delle linee di trasferimento GNL dal pontile ai serbatoi di stoccaggio da posarsi interrate lungo l'intero percorso;
- realizzazione dei serbatoi di stoccaggio GNL;
- impianto di gassificazione GNL e trasporto gas naturale alla rete Snam Rete Gas.

Si prevede inoltre la realizzazione di opere per permettere la distribuzione di GNL via mare, tramite bettoline, e via terra, tramite autocisterne.

Complessivamente il Terminale interesserà un'area pari a circa 14 ettari, come indicato dal lay-out di impianto riportato in Appendice A.2.3.

A.1 DATI GENERALI

A.1.1 Nominativo, Codice Fiscale e Indirizzo della Sede Legale del Gestore

Società promotrice del progetto è Edison S.p.A., la più antica società europea nel settore dell'energia e tra le principali società energetiche in Italia e in Europa. Edison S.p.A. oggi opera in 10 paesi nel mondo impiegando oltre 3,100 persone nelle due aree di business principali: energia elettrica ed idrocarburi (gas e olio grezzo). Inoltre Edison è promotrice di progetti infrastrutturali per l'importazione di gas, in modo da favorire la diversificazione delle fonti di approvvigionamento di energia per il nostro Paese e l'Europa intera.

Edison S.p.A. ha sede presso Foro Buonaparte No. 31, 20122 Milano ed ha Partita IVA 08263330014 (Codice Fiscale 06722600019).

La società Edison S.p.A. ha un capitale sociale di €5291700671 e dal 2012 è controllata dal Gruppo EDF (Electricité de France) che detiene circa il 99.5% del capitale sociale. Edison è quotata presso Borsa Italiana, con riferimento alle sole azioni di risparmio.

A.1.2 Denominazione e Ubicazione dello Stabilimento

Il Terminale sarà ubicato nel Comune di Rosignano Marittimo (LI), nell'ambito dell'area industriale Solvay, in un area in passato utilizzata da serbatoi per lo stoccaggio di combustibili (ex Area SOC).

L'area che si propone di occupare per realizzare il Terminale è indicata a destinazione industriale nel Piano Regolatore Generale.

Le coordinate geografiche del Terminale sono:

- Latitudine Nord: 43° 22'
- Longitudine Est: 10° 27'.

In Appendice A.1.2 al presente documento si riporta la planimetria dei confini dello stabilimento corredata dell'indicazione delle unità logiche principali di cui lo stabilimento stesso è composto, in scala 1:2000.

A.1.3 Responsabile della Progettazione di Base dell'Impianto

La progettazione di base del Terminale di Rosignano Edison è stata a cura delle Società Edison.

Edison ha esperienza pluriennale nel campo della progettazione nel settore del GNL.

Di seguito l'elenco dei principali progetti, oltre a questo, condotti da Edison :

- Terminale di Rigassificazione GNL di Rovigo (offshore, in esercizio dal 2009).
 - sviluppo del progetto di Pre-FEED e FEED (2000-2004),
 - servizi di ingegneria e supervisione costruzione terminale;
- Terminale di Liquefazione GNL di Idku, Egitto. Supervisione alle attività di ingegneria e costruzione (2001-2004);
- Terminale di Rigassificazione GNL di Dunkerque – FEED Progetto Transhipment (2012-2014);
- Progetto Autorizzativo Deposito Costiero GNL di Oristano (2015);
- Studio Fattibilità per Collegamento Stazione di Caricamento Autocisterne GNL per il Terminale di Dunkerque (2015).

Edison ha inoltre esperienza nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti di stoccaggio di gas naturale assoggettati alla direttiva Seveso. In particolare Edison Stoccaggio (società controllata da Edison) è gestore dei seguenti impianti a rischio rilevante in Emilia Romagna, Abruzzo e Veneto:

- Campo di Cellino (TE),
- Campo di Collalto (TV);
- Campi S. Potito e Cotignola (RA).

A.1.4 Responsabile della Stesura del Rapporto di Sicurezza

Il Responsabile della stesura del presente documento è l'Ing. Giovanni Uguccioni, Business Development Manager della Società D'Appolonia con sede in Via San Nazaro No. 19, 16145, Genova.

In Appendice A.1.4 al presente documento è riportato il Curriculum Vitae dell'Ing. Giovanni Uguccioni.

Alla elaborazione del documento hanno partecipato gli Ingg.: Margherita Derchi, Guido Patrone e Tiziana Pezzo.

A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO

Il Terminale sarà localizzato a Rosignano Solvay, all'interno dello Stabilimento Solvay. L'area su cui è prevista la realizzazione del terminale è ad oggi dedicata a serbatoi di stoccaggio di combustibili ed è a destinazione industriale da PRG.

La superficie disponibile a terra è di circa 14 ettari, pari a 140000 m².

L'esistente pontile Solvada, situato ad una distanza di circa 20 chilometri da Livorno (a Nord) e di 48 Km da Piombino (a Sud), si estende quasi ortogonale alla costa per circa 1,700 metri ed è destinato all'accosto delle navi etilene relative al Terminale Etilene; l'ampliamento, destinato all'accosto delle metaniere relative al nuovo Terminale GNL Edison, consiste nel prolungamento della struttura per circa 430 metri. Rispetto al Nord geografico il lato maggiore del pontile è orientato a 270° in senso orario.

A.2.1 Corografia della Zona

La corografia della zona in scala 1:10000 interessata dall'impianto è riportata in Appendice A.2.1. Nella corografia è evidenziato il perimetro dell'impianto, il pontile Solvada con la estensione proposta e la zona circostante nel raggio di 2 km.

In particolare è indicata la presenza di scuole, ospedali, linee e stazioni ferroviarie, aeroporti, insediamenti industriali, principali interconnessioni stradali.

Dalla planimetria si evince che la principale installazione industriale attualmente presente nell'area è lo stesso Stabilimento Solvay nel quale il Terminale è inserito.

A livello infrastrutturale, il terminale dista circa 500 m dalla S.S. 1 Aurelia e dalla linea ferroviaria Pisa – Roma. Al confine Nord del Terminale passa la linea ferroviaria interna dello Stabilimento Solvay.

L'abitato di Rosignano è anch'esso compreso entro un raggio di 2 km dal baricentro del terminale.

A.2.2 Posizione dello Stabilimento

Si riporta in Appendice A.2.2 la posizione dello stabilimento su una mappa in scala 1:5000 riportante la località che rappresenta la zona circostante lo stabilimento con una distanza minima di 500 m dai confini dell'attività.

A.2.3 Piante e Sezioni dell'Impianto

In Appendice A.2.3 è riportata la planimetria dell'impianto in scala 1:500, con l'indicazione della localizzazione delle principali apparecchiature, tra cui quelle che contengono le

sostanze di cui all'Allegato 1 al D.L.vo 105/15 (in questo caso, GNL e gasolio per il generatore di emergenza).

Il percorso delle condotte di trasferimento tra il pontile e il Terminale GNL è anch'esso riportato in Appendice A.2.3. Il percorso della tubazione criogenica è stato modificato rispetto al progetto descritto all'interno del Rapporto di Sicurezza presentato nel 2005, che ha ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità, per evitare l'impatto che sarebbe altrimenti derivato con il precedente percorso (routing), dovuto alla nuova area golenale conseguente al progetto di messa in sicurezza (da parte di Solvay) del Fiume Fine. Tale re-routing si è reso dunque raccomandabile e necessario per non aggravare le attività di costruzione (scavi e modalità di posa delle tubazioni criogeniche) ed il risultante assetto finale delle tubazioni criogeniche stesse.

B. INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO

B.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI

Il Gestore si impegna a emettere specifica Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, PPIR, e a organizzare un sistema di gestione della sicurezza che:

sia proporzionato ai pericoli, alle attività industriali e alla complessità dell'organizzazione nello stabilimento e basato sulla valutazione dei rischi. Il sistema integrerà la parte del sistema di gestione generale che comprende struttura organizzativa, responsabilità, prassi, procedure, procedimenti e risorse per la determinazione e l'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti.

Il Sistema di Gestione della Sicurezza tratterà i seguenti aspetti:

- i. organizzazione e personale: ruoli e responsabilità del personale addetto alla gestione dei pericoli di incidente rilevante a ogni livello dell'organizzazione, unitamente alle misure adottate per sensibilizzare sulla necessità di un continuo miglioramento. Identificazione delle necessità in materia di formazione del personale e relativa attuazione; coinvolgimento dei dipendenti e del personale di imprese subappaltatrici che lavoreranno nello stabilimento e che dovessero essere rilevanti sotto il profilo della sicurezza;
- ii. identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti: adozione e applicazione di procedure per l'identificazione sistematica dei pericoli rilevanti derivanti dall'attività normale o anomala comprese, se necessario, le attività subappaltate e valutazione della relativa probabilità e gravità;
- iii. controllo operativo: adozione e applicazione di procedure e istruzioni per il funzionamento in condizioni di sicurezza, inclusa la manutenzione dell'impianto, dei processi e delle apparecchiature e per la gestione degli allarmi e le fermate temporanee; tenendo conto delle informazioni disponibili sulle migliori pratiche in materia di monitoraggio e controllo al fine di ridurre il rischio di malfunzionamento del sistema; monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature installate nello stabilimento e alla corrosione; inventario delle attrezzature dello stabilimento, strategia e metodologia per il monitoraggio e il controllo delle condizioni delle attrezzature; adeguate azioni di follow-up e contromisure necessarie;
- iv. gestione delle modifiche: adozione e applicazione di procedure per la programmazione di modifiche da apportare agli impianti, ai processi o ai depositi o per la progettazione di nuovi impianti, processi o depositi;
- v. pianificazione dell'emergenza: adozione e applicazione di procedure per identificare le emergenze prevedibili tramite un'analisi sistematica e per elaborare, sperimentare e riesaminare i piani di emergenza per poter far fronte a tali emergenze, e impartire una formazione ad hoc al personale interessato. Tale formazione riguarderà tutto il personale che lavorerà nello stabilimento, compreso il personale interessato di imprese subappaltatrici;

- vi. controllo delle prestazioni: adozione e applicazione di procedure per la valutazione costante dell'osservanza degli obiettivi fissati nella PPIR e nel sistema di gestione della sicurezza adottati nonché di meccanismi per la sorveglianza e l'adozione di azioni correttive in caso di inosservanza. Le procedure comprenderanno il sistema di notifica in caso di incidenti rilevanti o di quasi incidenti, soprattutto se dovuti a carenze delle misure di protezione, la loro analisi e le azioni conseguenti intraprese sulla base dell'esperienza acquisita. Le procedure potranno includere indicatori di prestazione, come indicatori di prestazione in materia di sicurezza e altri indicatori pertinenti;
- vii. controllo e revisione: adozione e applicazione di procedure relative alla valutazione periodica e sistematica della PPIR e all'efficacia e all'adeguatezza del sistema di gestione della sicurezza; revisione documentata, e relativo aggiornamento, dell'efficacia della politica in questione e del sistema di gestione della sicurezza da parte della direzione, compresa la presa in considerazione e l'eventuale integrazione delle modifiche indicate dall'audit e dalla revisione.

Si evidenzia che i sistemi di gestione Edison in materia di Sicurezza ed Ambiente sono certificati OHSAS 18001 e UNI EN ISO 14001. Gli impianti di cui Edison è il gestore vengono eserciti in accordo a tali standard.

B.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

La struttura organizzativa tipo per la gestione operativa di un Terminale di rigassificazione prevede un Direttore del Terminale a cui fanno capo il Responsabile HSE, il Responsabile dell'Ingegneria, il Responsabile di Impianto, il Responsabile delle Operazioni di Carico/Scarico al pontile e quello delle Operazioni di Carico Autocisterne. Le responsabilità delle diverse figure sono così definite:

- Il Responsabile di Impianto ha in carico le funzioni di supervisore delle operazioni di impianto e della manutenzione;
- Il Responsabile HSE è referente per gli aspetti di Sicurezza ed Ambiente;
- Il Responsabile dei Servizi di Ingegneria ha in carico il coordinamento e la gestione dei servizi legati all'ingegneria di processo e all'ingegneria impiantistica;
- I Responsabili delle Operazioni di Carico Carico/Scarico al pontile e Carico Autocisterne supervisionano le operazioni presso la piattaforma di carico/scarico metaniere e bettoline e presso le pensiline di scarico autocisterne.

La struttura organizzativa del Terminale sarà finalizzata in dettaglio e in fase di progettazione successiva e sarà riportata nel Rapporto di Sicurezza Definitivo.

B.2.1 Organigramma Preliminare

In Appendice B.2.1 è riportato un organigramma tipo che riporta la possibile organizzazione delle funzioni previste al Terminale.

B.2.2 Entità del Personale

Il Terminale impegnerà globalmente 50 persone circa. I lavoratori presenti contemporaneamente nel Terminale potranno essere da 5 a 15 a seconda dei turni.

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

B.2.3 Programmi di Informazione, Formazione e Addestramento

Sia il personale direttivo che le maestranze saranno periodicamente impegnate in corsi di formazione. Il personale direttivo sarà sottoposto a formazione per lo sviluppo delle capacità manageriali sia per gli aspetti tecnici gestionali che di sicurezza ed ambiente. Le maestranze addette agli impianti ed alla manutenzione parteciperanno ad attività di formazione sia all'atto dell'assunzione che durante lo svolgimento delle attività assegnate, partecipando a corsi di formazione ed addestramento teorico-pratici. Tutti i corsi saranno in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente: D.M. 10/03/98 e il D.L.vo 105/15, D.L.vo 81/2008 e s.m.i..

I corsi avranno lo scopo di approfondire gli aspetti operativi, le conoscenze normative e le basi teoriche di più frequente applicazione nell'attività operativa, con particolare attenzione agli aspetti di Prevenzione Sicurezza ed Igiene Ambientale, gestione dei grandi rischi e situazioni di emergenza.

B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Il progetto in esame consiste nella realizzazione di un Terminale per la ricezione, lo stoccaggio, la rigassificazione e la distribuzione di GNL.

B.3.1 Descrizione delle Attività

Il progetto in esame consta nella realizzazione di un Terminale per la ricezione, lo stoccaggio, la rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto e l'immissione del gas naturale rigassificato sulla Rete Nazionale dei gasdotti di Snam Rete Gas.

È inoltre prevista la realizzazione di un sistema di pensiline di carico autocisterne per la distribuzione di GNL via terra e la possibilità di effettuare il carico di bettoline di GNL presso il pontile, presso la medesima piattaforma di carico da cui è previsto lo scarico delle navi Metaniere.

B.3.2 Tecnologia di Base

Il progetto prevede di realizzare un impianto in grado di rigassificare il GNL stoccato e di inviarlo alla Rete Nazionale dei gasdotti, e di installare le infrastrutture necessarie a distribuire il GNL via mare, a mezzo di bettoline caricate al pontile e via terra mediante autocisterne.

Il Terminale GNL sarà composto da:

- Piattaforma di Scarico GNL al Pontile e carico bettoline;
- Collegamento Piattaforma di Scarico GNL al Pontile con i Serbatoi di Stoccaggio GNL;

- Serbatoi di Stoccaggio GNL;
- Recupero Vapori di GNL (BOG);
- Pompaggio GNL ai Vaporizzatori;
- Vaporizzatori (ORV);
- Misurazione e Condotta invio gas naturale;
- Pensiline di carico autocisterne;
- Sistemi Ausiliari.

Sono inoltre presente i sistemi elettrico, di strumentazione e controllo e di sicurezza.

B.3.3 Schema a Blocchi, Modalità di Trasporto e Schema di Processo

Il diagramma a blocchi dell'Impianto è riportato in Appendice B.3.3, insieme agli schemi di flusso semplificati di processo (PFD).

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

Piattaforma di Carico e Scarico GNL al Pontile

La piattaforma è progettata per lo scarico di navi gasiere aventi una capacità massima di 140,000 m³ e portata di scarico pari a circa 12,000 m³/ora.

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

- estensione palificata dell'esistente pontile Solvada di circa 430 m, munita di carreggiata e supporto per tubazioni;
- nuova piattaforma di scarico e carico GNL di 50 m x 25 m, dotata di bracci di scarico, bracci di recupero vapori GNL, tubazioni e dei sistemi necessari al funzionamento e controllo;
- attrezzature per l'ormeggio: sei briccole di ormeggio.

Pontile

La struttura del Pontile comprenderà il prolungamento della esistente carreggiata e dell'esistente percorso tubazioni. La configurazione del Pontile è rappresentata nel layout di impianto, vedi Appendice A.2.3.

Il supporto per le tubazioni sarà progettato per sostenere le condotte del GNL, le tubazioni di servizio e le passerelle porta cavi elettrici e di strumentazione.

Allo scopo di consentire il trasporto dei prodotti liquefatti per la distanza necessaria e per evitare la possibilità di rilasci, il trasporto di GNL lungo il pontile avverrà mediante la tecnologia del doppio tubo. Nella realizzazione a doppio tubo il tubo esterno in acciaio inossidabile agisce da contenitore secondario a fronte di rilasci dal tubo interno garantendo il contenimento del liquido.

Piattaforma di Scarico e Carico GNL

Il piano della piattaforma di scarico GNL sarà in cemento. Le dimensioni della piattaforma saranno di circa 50 m di lunghezza e 25 m di larghezza. Sulla piattaforma saranno posizionate le seguenti apparecchiature ed installazioni principali:

- quattro bracci di scarico GNL da Metaniera;
- un braccio di carico GNL a Bettolina;
- un braccio per il ritorno vapori da Metaniera;
- un braccio per il ritorno vapori da Bettolina;
- due passerelle per il passaggio degli operatori dalla nave alla piattaforma;
- due monitori montati su torre per lo spegnimento di eventuali incendi.

La piattaforma sarà dotata di una zona operativa per l'azionamento e la manutenzione dei bracci di scarico GNL, di un sistema di raccolta e stoccaggio GNL, di un sistema di interruzione della continuità elettrica tra nave gasiera ed ormeggio¹, di un sistema di comunicazione cablato con la metaniera.

La piattaforma sarà dotata di tutta la strumentazione, gli allarmi e le attrezzature antincendio e di sicurezza necessarie per garantire lo svolgimento sicuro delle operazioni agli impianti a mare.

La piattaforma di scarico GNL sarà dotata di una passerella di collegamento per consentire l'accesso alle briccole di ormeggio laterali e di prua. Le passerelle saranno costituite da strutture composite a lunga campata del tipo a graticcio, con pavimentazione a griglia e corrimani ad entrambi i lati.

Per lo scarico del GNL dalla metaniera saranno installati 4 bracci ognuno del diametro di 16 pollici; il ritorno dei vapori alla metaniera per la compensazione della pressione sarà realizzato mediante un braccio del diametro di 16 pollici. La piattaforma sarà dotata di un serbatoio di raccolta GNL, per il drenaggio dei bracci di scarico e per una gestione controllata e sicura dei vapori generati.

Le pompe della metaniera invieranno il GNL ai serbatoi di stoccaggio tramite due tubazioni di diametro 36"; una di queste due tubazioni servirà per il ricircolo del GNL, per mantenere freddo l'impianto di scarico quando non sono in corso operazioni di scarico da nave gasiera. Una linea da 18" sarà utilizzata per il ritorno dei vapori durante lo scarico.

Tutte queste linee saranno realizzate in acciaio inossidabile a bassa dilatazione con la tecnologia del doppio tubo lungo il pontile e a terra fino ad arrivare in ingresso all'impianto.

La portata di scarico di progetto del GNL sarà pari a 12,000 m³/ora; con questa portata sarà possibile scaricare una metaniera da 140,000 m³ in circa 12 ore, limitando il tempo di permanenza delle metaniere al pontile.

Il sistema di caricamento marittimo delle bettoline GNL sarà progettato per consentire una portata di carico del GNL pari a 1,000 m³/ora.

La linea di caricamento GNL a bettoline da 12" sarà derivata mediante stacco dalle tubazioni posta in testa al pontile.

Attrezzature di Ormeggio

¹ Calze di massa sui tamburi con molla.

Le briccole di ormeggio saranno costituite da una copertura in cemento armato sostenuta da pali in acciaio tubolari ad estremità aperta, equipaggiate con doppi ganci a sganciamento rapido dotati di argani azionati elettricamente. Verranno anche installati parabordi in gomma e pannelli parabordo con imbottitura a basso attrito. Le coperture delle briccole saranno munite di corrimani e di fasce protettive antisfregamento per evitare l'usura eccessiva dei cavi di ormeggio.

Le briccole di ormeggio di prua saranno costituite da una copertura in cemento armato sostenuta da pali in acciaio tubolare ad estremità aperta, equipaggiate con quadrupli ganci a sganciamento rapido dotati di argani azionati elettricamente. Le coperture delle briccole saranno munite di corrimani e di fasce protettive antisfregamento per evitare l'usura eccessiva dei cavi di ormeggio.

Due luci rosse fisse a bassa intensità, disposte verticalmente, saranno posizionate sulle briccole di ormeggio di prua esterne, cioè quelle più lontane dalla costa.

Collegamento con i Serbatoi di Stoccaggio

La tubazione in arrivo dal Pontile percorre a terra un tratto di circa 3.3 km prima di entrare nel Terminale.

Il percorso delle linee di scarico/ricircolo e di ritorno vapori sarà completamente interrato.

Allo scopo di consentire il trasporto dei prodotti liquefatti per la distanza necessaria e per evitare la possibilità di rilasci, la condotta per il trasporto di GNL al Terminale avrà configurazione in doppio tubo, così configurata:

- tubazione interna in acciaio criogenico ad alto contenuto di Nickel dimensionata per resistere alle sollecitazioni meccaniche e termiche del liquido criogenico;
- strato isolante ad altissima efficienza basato sull'utilizzo di vuoto e/o materiale con caratteristiche di isolamento dipendenti dall'orientamento delle nano porosità;
- tubazione esterna in acciaio criogenico ad alto contenuto di Nickel dimensionata per resistere alle sollecitazioni meccaniche e termiche del liquido criogenico.

Il tubo esterno in acciaio inossidabile agisce da contenitore secondario a fronte di rilasci dal tubo interno per qualsiasi causa, garantendo il contenimento del liquido.

Nel caso di impatti esterni, possibili peraltro solo dall'azionamento di mezzi meccanici (quali ad es. da macchine agricole) essendo la tubazione interrata, il tubo esterno funge da protezione meccanica alla tubazione interna di trasporto vera e propria garantendo così una elevata sicurezza del sistema di trasporto.

Il percorso delle condotte è visibile in una delle planimetrie riportate in Appendice A.2.3.

Serbatoi di Stoccaggio del GNL

Il Terminale sarà dotato di due serbatoi di stoccaggio GNL della capacità nominale di 160,000 m³ ciascuno.

I serbatoi saranno costituiti da un involucro in acciaio criogenico al nickel 9% e un involucro esterno in calcestruzzo precompresso, come definito nella normativa UNI EN 1473. Essi sono progettati e costruiti in modo che il contenitore primario autoportante ed il contenitore secondario siano entrambi in grado di contenere in modo indipendente il liquido refrigerato immagazzinato.

Il contenitore primario in acciaio conterrà il liquido refrigerato in condizioni normali di funzionamento. Il contenitore secondario sarà in grado di contenere il liquido refrigerato e controllare lo sfiato del vapore prodotto da una perdita a seguito di un evento prevedibile (UNI EN 1473, 2007). Il tetto esterno a cupola in cemento armato (non precompresso, al contrario delle pareti) sarà sostenuto dal contenitore secondario.

I materiali isolanti del serbatoio sono composti da blocchi di vetromulticellulare per la soletta di base e perlite espansa per la parete laterale e il tetto.

I serbatoi disporranno di connessioni solo sulla sommità.

Una tubazione verticale installata all'interno del serbatoio permetterà di effettuare il riempimento del serbatoio anche dal basso, in modo da evitare fenomeni di "roll-over" agevolando la miscelazione tra il GNL presente nel serbatoio e quello che si sta alimentando.

I serbatoi saranno dotati di sistemi per il controllo del livello, della temperatura e della densità del GNL.

Il collettore di mandata delle pompe di bassa pressione e la linea di riempimento sono protetti da sistemi di protezione fissi ad acqua antincendio.

Il collettore sulla parte superiore del serbatoio è dotato di un sistema automatico estinguente a secco, a polvere chimica, e di un vassoio di raccolta di eventuali perdite o rilasci con drenaggio dove il prodotto può essere ricoperto di schiumogeno, allo scopo di ridurre l'evaporazione. I supporti delle strutture in acciaio sono protetti da una protezione passiva antincendio in caso di impatto diretto della fiamma.

Tutte le apparecchiature elettriche e elettro-strumentali sono progettate in accordo ai requisiti elettrici di classificazione di area (CEI 31-30 e Linee Guida CEI 31-35).

I serbatoi di stoccaggio del GNL saranno progettati per una pressione circa atmosferica, pari a 290 mbar_g. L'esercizio dei serbatoi di GNL avviene a pressioni comprese tra 150 e 250 mbar_g. Il campo di pressione d'esercizio è più elevato rispetto a quello consueto per i serbatoi della nave, pari a circa 150 mbar_g. La differenza di pressione (da 250 a 150 mbar_g) è dovuta ad una differenza di temperatura pari a circa 1°C nella temperatura di saturazione del GNL, ciò per consentire al GNL scaricato dalla metaniera di assorbire un flusso di calore ed un apporto di energia addizionali durante le operazioni di scarico.

La Tabella seguente riassume le principali caratteristiche dei Serbatoi GNL.

Tabella 1: Dati Progettuali e Ingombro dei Serbatoi GNL

Capacità nominale del serbatoio	160,000 m ³
Diametro esterno del serbatoio	84 m
Altezza totale del serbatoio	49 m
Densità nominale del prodotto	465 kg/ m ³
Temperatura nominale minima del GNL	- 168°C
Pressione interna massima di progetto	290 mbar _g
Pressione interna minima di progetto	- 6.5 mbar _g

Sistema di Recupero e Gestione dei Vapori di GNL

I gas evaporati (gas di boil-off), sono generati da guadagni termici, dall'apporto di energia e dallo spostamento dei vapori in fase di carico dei serbatoi del terminale.

Il guadagno termico del sistema avviene:

- nei serbatoi di stoccaggio GNL e nelle tubazioni della metaniera;
- nei bracci e nelle tubazioni di scarico GNL;
- nei serbatoi di stoccaggio GNL al Terminale;
- nelle tubazioni di aspirazione del compressore per gas di boil-off;
- nelle tubazioni per il ritorno del vapore.

L'apporto di energia deriva dalle pompe di scarico della metaniera, dalle pompe di erogazione GNL collocate nei serbatoi di stoccaggio e dai compressori del gas di boil-off.

Lo spostamento di vapore viene generato per l'immissione massima di 12,000 m³/ora di GNL liquido in ogni serbatoio di stoccaggio, durante lo scarico della metaniera. Una piccola quantità di vapore si genera inoltre in funzione delle variazioni della pressione barometrica.

Il gas formato per effetto di queste cause viene inviato a compressori di recupero e da qui ad un ricondensatore dove viene assorbito dal flusso di GNL in erogazione e recuperato.

Nel caso in cui non vi sia flusso di GNL perché il Terminale non sta erogando gas naturale, il gas di boil-off sarà bruciato nella torcia d'impianto. La filosofia di progetto prevede comunque l'invio di gas in torcia solo in condizioni di emergenza, evento estremamente raro.

Pompaggio GNL ai Vaporizzatori

Il GNL viene inviato dai serbatoi di stoccaggio ai vaporizzatori attraverso due stadi di pompaggio:

- pompe primarie, installate all'interno di ogni serbatoio, che portano il GNL fino a circa 10 barg;
- pompe alta pressione (AP), che portano la pressione del GNL sino a circa 80 barg.

Ogni serbatoio di stoccaggio GNL disporrà di tre pompe primarie verticali in linea. Per soddisfare la capacità dell'impianto è richiesto il funzionamento di due pompe; la terza è di riserva.

Il GNL movimentato dalle pompe primarie di bassa pressione è inviato al ricondensatore, dove viene utilizzato per "lavare" i vapori di boil-off precedentemente compressi allo scopo di recuperarli.

Il flusso è quindi convogliato alle pompe GNL ad alta pressione, che ne aumenteranno la pressione fino al valore (75 barg) richiesto dalla condotta di invio del gas naturale.

Vaporizzatori GNL

Il GNL viene vaporizzato in vaporizzatori ad acqua di mare, del tipo "open-rack".

I vaporizzatori del tipo "open rack" (Open Rack Vaporisers, ORV), sono assimilabili a degli scambiatori di calore che utilizzano l'acqua di mare proveniente dalla rete Solvay quale fluido di scambio termico.

L'acqua di mare cade a pioggia dall'alto all'esterno dei tubi del vaporizzatore, disposti verticalmente in file.

Il GNL scorre in controcorrente rispetto all'acqua di mare all'interno dei tubi del vaporizzatore disposti in pannelli, ritornando allo stato gassoso per scambio termico con l'acqua.

Un collettore disposto in testa alle serie di tubazioni raccoglie il gas naturale vaporizzato e lo invia a un collettore principale di raccolta.

A seguito dello scambio termico con il GNL, l'acqua di mare scende lungo ogni pannello e si raffredda. Viene poi raccolta in un bacino disposto sotto i pannelli della cella, dal quale entra nella rete del sistema di raffreddamento dello Stabilimento.

I pannelli sono installati entro una struttura di cemento chiusa su tre lati ed aperta sul quarto lato, allo scopo di consentire un adeguato accesso alle tubazioni per consentire la pulizia periodica dei pannelli mediante jet-cleaning.

Nel Terminale saranno installati quattro vaporizzatori ORV in funzionamento continuo. Sarà inoltre installato un vaporizzatore a fiamma sommersa (Submerged Combustion Vaporiser – SCV) che utilizza gas combustibile per riscaldare il GNL. Il vaporizzatore a fiamma sommersa sarà utilizzato solo in caso di picco di richiesta o di malfunzionamento e fuori servizio di un ORV. Si stima che il vaporizzatore a fiamma sommersa sarà in funzione al massimo per il 4% circa dell'anno (circa 350 ore/anno).

Il gas naturale rigassificato subisce una misurazione in uscita, al limite di batteria del Terminale GNL, attraverso una stazione di misura fiscale progettata per ridurre gli errori nella misurazione sotto all'1%.

La stazione di misura dovrà essere fiscalmente approvata, prima dell'inizio dell'attività, da parte del competente Ufficio Tecnico di Finanza.

L'impiantistica e la strumentazione della stazione di misura sono principalmente composte da:

- un collettore a monte e a valle, con connessioni flangiate;
- No. 3 linee di misura (2 in funzione ed 1 di riserva), di dimensione approssimativa pari a 22", dotate di valvole di isolamento a monte e a valle;
- No. 1 misuratore di portata per ogni linea;
- misuratori e trasmettitori di pressione, temperatura e densità;
- No. 1 analizzatore, composto da un gascromatografo, un set associato di calibrazione, uno schermo di analisi, scatole di giunzione elettrica (junction boxes) e tutti i cavi di interconnessione necessari;
- No. 1 sistema di misura composto da idonei flow computers, unità di controllo della cromatografia, stampante ed alimentazione elettrica.

Il sistema di controllo (DCS) del Terminale sarà in grado di ricevere informazioni dai flow computers attraverso una linea dedicata, per registrazione dati e per le operazioni di processo. Il flusso del gas misurato viene corretto in pressione e temperatura per mezzo dei flow computers.

L'analisi del gas viene effettuata in continuo mediante un campione prelevato a valle delle linee di misura.

Dopo la misurazione, il gas naturale sarà inviato alla Rete Nazionale dei gasdotti di SNAM RETE GAS.

Pensiline di Carico Autocisterne

Nella zona nord-ovest dell'impianto sono previste 3 pensiline di carico autocisterne che saranno progettate seguendo i dettami del Decreto Ministeriale del 13 Ottobre 1994 relativo al GPL, considerato di riferimento per il carico di GNL su autocisterne.

La pavimentazione nel punto di sosta dell'autocisterna sarà del tipo impermeabile e in piano. Il tronchetto di collegamento tra autobotte e valvola terminale del braccio di carico sarà dotato di dispositivo che ne consenta lo svuotamento prima dello scollegamento del braccio.

Le autocisterne avranno la possibilità di carico dall'alto, attraverso bracci di carico dotate di sistemi PERC in analogia a quanto previsto per la zona di carico/scarico di navi gasiere al pontile.

L'area di carico delle autocisterne sarà equipaggiata per caricare contemporaneamente 3 autocisterne della capacità di 50 m³, una per ogni pensilina di carico.

Tra le pensiline, che distano tra loro circa 8 m, sarà interposto un muro di schermo in cemento armato, come richiesto dal Decreto Ministeriale del 13/10/1994 nel caso la distanza tra esse sia inferiore a 15 m. L'area sarà dotata di sistemi antincendio attivi di protezione quali barriere ad acqua che separino la zona di carico dall'impianto e sistemi di protezione a schiuma a protezione del bacino di raccolta del GNL.

Il collegamento tra autocisterna e serbatoio sarà attuato in modo da assicurare la continuità elettrica. Ogni pensilina sarà dotata di presa di terra per la messa a terra dell'autocisterna. Il consenso/l'attivazione del carico autocisterna sarà possibile solo con connessione dell'autocisterna alla messa a terra.

La zona di carico autocisterne sarà equipaggiata con sistemi di rivelazione gas e incendio che saranno collegati ad allarmi locali e/o alla Sala Controllo del Terminale che permetteranno al personale di impianto di evitare l'ingresso di ulteriori autocisterne impedendo così il coinvolgimento di altri veicoli in caso di eventi incidentali e consentendo di bloccare da remoto il flusso del prodotto.

In prossimità della zona di carico sono previsti pulsanti per il comando di arresto manuale di emergenza delle pompe di carico autocisterne.

Sistemi Ausiliari

Produzione Aria Strumenti e Aria Industriale

L'unità di compressione è composta da due compressori a vite che funzionano in modalità on/off. La capacità di ogni compressore è pari al 100% del consumo massimo stimato. In condizioni normali di funzionamento, viene utilizzato solo un compressore.

L'aria compressa umida viene inviata ad un polmone, che regolarizza il flusso di aria a valle, poi fluisce in due unità di filtrazione ed essiccamento. Gli essiccatori sono rigenerati a caldo e funzionano alternativamente.

Un polmone finale attenua le variazioni nel consumo dell'aria e garantisce la disponibilità di un volume di riserva sufficiente per far fronte ad eventuali interruzioni nella fornitura di energia elettrica.

Gas Combustibile

Il gas combustibile serve per alimentare il vaporizzatore a fiamma sommersa, la fiamma pilota ed il sistema di accensione della torcia, nonché per garantire alla rete torcia una pressione sufficiente ad escludere l'eventualità di ingressi di aria.

Il gas combustibile è gas naturale prelevato all'uscita dei vaporizzatori. Esso viene depressurizzato e quindi riscaldato sino ad ottenere le caratteristiche tecniche richieste.

Torcia

I gas provenienti dalle valvole di sicurezza ed i vari sfiati sono raccolti ed inviati alla rete torcia.

I gas fluiscono attraverso K.O. Drum, dove la fase liquida si separa dalla fase gas che alimenta la torcia.

In condizioni normali di funzionamento non viene inviato gas in torcia, la torcia è progettata per gestire flussi di gas occasionali, corrispondenti alla massima portata del gas di boil off che potrebbe generarsi durante l'operazione di scarico di una nave quando la produzione di gas dall'impianto è interrotta. La fiamma pilota della torcia è sempre accesa.

Sistemi di Scarico delle Acque Reflue

I sistemi di scarico delle acque reflue sono collegati alla rete Solvay.

Acqua Antincendio

Sono previste due reti di acqua antincendio separate, una a servizio dell'area pontile (alimentata ad acqua di mare) e l'altra a servizio dell'area di stoccaggio e impianti (alimentata ad acqua industriale).

Dai calcoli preliminari effettuati la portata d'acqua antincendio necessaria risulta di circa 800 m³/ora per la protezione del pontile e di circa 2,700 m³/ora per la protezione dell'area impianto a terra includendo l'area stoccaggio GNL e le pensiline di carico autocisterne.

L'impianto antincendio sarà alimentato in derivazione dall'esistente rete antincendio Solvay, sia nella zona pontile, che nella zona processo.

Attualmente la rete antincendio del pontile Solvada risulta dotata di due pompe della portata di 800 m³/ora ciascuna (una con motore elettrico e una con motore diesel) situate lungo il pontile.

La protezione antincendio è implementata in considerazione delle modifiche al progetto per assicurare la protezione delle pensiline di carico autocisterne. In particolare si veda la planimetria antincendio riportata in Appendice D.8.1.

Acqua Potabile e Acqua Industriale

L'acqua potabile e quella industriale utilizzata dal terminale GNL saranno derivate direttamente dalle reti di distribuzione esistente.

Il consumo di acqua potabile è stimato in 7 m³/giorno.

Non sono previsti consumi continui di acqua industriale.

Produzione e Stoccaggio dell'Azoto

Nel Terminale è prevista una rete di azoto gassoso per lo spurgo, l'essiccazione delle linee e delle apparecchiature, nonché la verifica delle flange.

Il terminale viene rifornito di azoto liquido mediante autocisterne e sono previsti due serbatoi di stoccaggio. L'azoto liquido viene scaricato dalle autocisterne, stoccato, quindi vaporizzato e riscaldato prima di fornirlo alla rete di distribuzione.

L'azoto potrà essere utilizzato anche per la correzione del potere calorifico / indice di Wobbe dell'eventuale gas naturale fuori specifica (non conforme alle norme italiane). L'azoto sarà iniettato previa vaporizzazione nel gas naturale a monte della stazione di misura fiscale.

Acqua Mare

Una stazione di pompaggio esistente fornisce lo Stabilimento Solvay con acqua di mare utilizzata per il raffreddamento degli impianti. La portata prelevata durante l'estate (quando la temperatura dell'acqua può raggiungere 28 / 29 °C) è 15,000 m³/ora, mentre in inverno (quando la temperatura dell'acqua può scendere fino a 11 / 12 °C) detta portata può essere ridotta.

L'acqua richiesta per coprire i fabbisogni del Terminale GNL (15000 m³/ora) è prelevata dalla rete dell'acqua di mare di Solvay a valle della stazione di pompaggio (pressione circa 4 barg) e viene restituita a valle del punto di presa e a monte degli impianti Solvay.

E' previsto anche un sistema di clorazione dell'acqua mare, in corrispondenza della stazione di pompaggio esistente per evitare la formazione di depositi nelle apparecchiature degli impianti.

L'acqua di mare utilizzata nei vaporizzatori (ORV) viene raccolta in una vasca in cui sono installate 5 pompe centrifughe verticali (170.P.01 A/B/C/D/E, di cui 4 in marcia, 1 di scorta). L'acqua pompata viene restituita, attraverso una tubazione (DN 1500), al collettore dell'acqua mare di Solvay (a valle delle pompe di prelievo) e destinata all'ulteriore utilizzo negli esistenti impianti di stabilimento previo significativo recupero delle frigorie di vaporizzazione del GNL per scambio con acqua del circuito di torre Solvay.

Alimentazione Elettrica

La potenza elettrica assorbita dal nuovo Terminale è stimata pari a circa 13 MW.

La fornitura dell'energia elettrica per il Terminale sarà assicurata da una derivazione dalla rete elettrica interna dello Stabilimento. Il collegamento sarà realizzato con una piena ridondanza, mediante due cavi interrati che correranno dalle cabine elettriche Solvay fino all'area del Terminale.

Nella sottostazione elettrica del Terminale verrà predisposto un quadro di derivazione da 6 kV, per rifornire i motori sopra i 200 kW e i quadri di derivazione a basso voltaggio, mediante trasformatori.

Saranno previsti quadri MCC a basso voltaggio per alimentare i macchinari di processo e le aree di servizio (esclusi i motori sopra i 200 kW), i carica batterie, gli invertitori, l'impianto di illuminazione, le prese di corrente, le aree di lavoro, gli impianti a 220 V, ecc.

E' inoltre previsto un sistema di alimentazione elettrica di emergenza in corrente continua mediante batterie (UPS) per alimentare i controlli elettrici, gli arresti d'emergenza, i rilevatori di incendio e di fughe di gas, i sistemi di segnalazione e comunicazione che

richiedono una alimentazione costante. Tale sistema garantirà un sicuro arresto dell'impianto in caso di mancato funzionamento del sistema normale.

Sarà previsto un Generatore Elettrico di Emergenza alimentato a combustibile diesel (Emergency Diesel Generator – EDG) dimensionato per alimentare sia le pompe primarie di bassa pressione del GNL (secondo il criterio che solo una pompa per volta sarà in servizio per ricircolare il GNL), sia i carichi essenziali in corrente alternata.

I cavi di alimentazione e di comando saranno cavi armati in filo d'acciaio isolati in XLPE, con rivestimento in PVC resistente alla luce solare ed alla fiamma, installati in canaline e supporti porta-cavi. I quadri elettrici di comando e le apparecchiature di controllo saranno installati in un edificio prefabbricato.

Il terminale sarà dotato di un sistema di messa a terra in comune per l'illuminazione elettrica e la messa a terra contro l'elettricità statica, in ottemperanza alle norme.

Il sistema elettrico di alimentazione del nuovo GNL sarà realizzato in accordo alle prescrizioni della norma UNI EN 1473. Tale norma definisce le linee guida per la progettazione, la costruzione e l'esercizio di tutte le installazioni di terra per il gas naturale liquefatto (GNL).

B.3.4 Capacità Produttiva

Il Terminale ha a disposizione due serbatoi di stoccaggio con capacità pari a 160,000 m³, e ha quindi una capacità di stoccaggio totale pari a 320,000 m³ di GNL.

Il Terminale avrà una capacità di rigassificazione di 8 miliardi di Sm³ di gas naturale all'anno, che saranno immessi nella rete nazionale dei gasdotti di Snam Rete Gas. Il GNL potrà essere inoltre distribuito a mezzo di autocisterne e bettoline.

Gli impianti saranno mediamente in marcia il 95% circa delle ore annue e la suddetta capacità di rigassificazione di 8 miliardi di Sm³/anno corrisponde ad una portata media di gas prodotto pari a 915,000 Sm³/ora.

Il Terminale avrà le seguenti capacità di distribuzione di GNL:

- presso il pontile verrà caricato un numero massimo di 35 bettoline all'anno, per una quantità massima di GNL inviato via mare di 350,000 m³;
- presso le pensiline di carico autocisterne potrà essere caricato un numero massimo di 6240 autocisterne di GNL all'anno, per una quantità massima, inviata via terra, di 312,000 m³ di GNL, considerando un numero medio giornaliero di 20 autocisterne da 50 m³.

B.3.5 Informazioni Relative alle Sostanze Oggetto del Rapporto di Sicurezza

Il Terminale risulta soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo No. 105 del 26 Giugno 2015, in quanto nell'ambito del deposito a terra si realizzerà lo stoccaggio di GNL fino a un massimo di 320,000 Sm³ pari a circa 148,000 tonnellate di Gas Naturale Liquefatto, considerando una densità del GNL di 461 kg/m³.

Al Terminale saranno inoltre presenti quantità contenute di gasolio per l'alimentazione del generatore diesel di emergenza.

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

B.3.5.1 Dati e informazioni sulle singole sostanze

Tra le sostanze riportate in Allegato 1 del D.L.vo 105/15, quelle presenti nell'impianto sono Gas Naturale (Liquefatto e in fase gas) e Gasolio.

In Allegato I.2 al presente Rapporto è riportata la "Scheda di Sicurezza" del Metano. Vengono inoltre riportate allo stesso allegato, due schede di sicurezza di possibili fornitori di gasolio in Italia, a titolo di riferimento. Una volta realizzato l'impianto, in fase di approvvigionamento sostanze saranno disponibili le schede di sicurezza specifiche.

Il GNL è una miscela di metano e piccole quantità di altri idrocarburi leggeri che può variare entro limiti definiti, a seconda della provenienza del gas.

Sono assunte le seguenti composizioni di riferimento del GNL che verrà approvvigionato al deposito, distribuito e rigassificato: leggero (minimo peso molecolare) e pesante (massimo peso molecolare). La tabella seguente riporta le caratteristiche e la composizione per i due casi.

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

Composizione del Gas Naturale	GNL Leggero % mol	GNL Pesante % mol
Metano	96.94	88.11
Etano	2.63	7.17
Propano	0.34	2.87
i-Butano	0.04	0.76
n-Butano	0.03	0.75
Pentano	0.01	0.06
Azoto	0.01	0.28
Peso molecolare	16.54	18.56
Densità liquido all'equilibrio ad 1 atm (kg/m ³)	429.7	461.4
Potere calorifico superiore (kJ/Sm ³)	38.818	42.743

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

Il Terminale sarà progettato per produrre gas naturale con le seguenti caratteristiche tecniche (conformi alle specifiche nazionali):

- pressione di fornitura: 75 barg;
- temperatura minima di fornitura: 0 °C;
- indice di Wobbe Min/Max: 47.31 / 52.33 MJ/Sm³;
- potere calorifico superiore Min / Max: 34.95 / 45.28 MJ/Sm³;
- massimo contenuto di ossigeno: 0.6 % mol;
- punto di rugiada dell'acqua: - 5 °C a 70 barg;
- punto di rugiada degli idrocarburi: 0 °C da 1 barg a 70 barg.

Il componente principale del GNL è il metano (CH_4), del quale, insieme al gasolio, si riporta nella tabella sottostante, la classificazione secondo il Regolamento 1272/2008/CE.

Tabella 3: Classificazione delle Sostanze secondo Regolamento 1272/2008/CE e Schede di Sicurezza Disponibili

Numero della Sostanza	Dati di Identificazione Internazionale	Numero CE	Numero CAS	Classificazione		Note
				Codici di Classe e di categoria di pericolo	Codici di indicazioni di pericolo	
601-001-00-4	Metano	200-812-7	74-82-8	Flammable Gas Class 1	H220	(1)
				Press. Gas	--	
649-009-00-7	Gasolio	265-058-3	64741-57-7	Carc. 1B	H350	
				Liquido e vapori infiammabili	H226	
				Può essere letale in caso di ingestione e di penetrazione delle vie respiratorie	H304	
				Provoca irritazione cutanea	H315	
				Nocivo se inalato	H332	
				Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata e ripetuta	H373	
				Tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata	H411	

(1) Al momento dell'immissione sul mercato i gas vanno classificati «Gas sotto pressione» in uno dei gruppi pertinenti gas compresso, gas liquefatto, gas liquefatto refrigerato o gas dissolto. Il gruppo dipende dallo stato fisico in cui il gas è confezionato e pertanto va attribuito caso per caso.

B.3.5.2 Fasi dell'attività in cui le sostanze oggetto del Rapporto di Sicurezza possono intervenire

Il gas naturale viene movimentato via mare e via terra e stoccato allo stato liquido. I vapori di gas naturale (Boil Off Gas, BOG) verranno in parte liquefatti e reinviati allo stoccaggio.

Il GNL verrà inoltre rigassificato per essere inviato alla rete di distribuzione nazionale.

Il gasolio viene utilizzato per l'alimentazione del generatore di emergenza.

B.3.5.3 Quantità effettiva massima prevista

La quantità effettiva massima presente delle sostanze rientranti nell'Allegato I del D.Lgs. 105/15 è riportata in Allegato I.4 al presente documento.

B.3.5.4 Comportamento chimico-fisico in condizioni normali e/o anomale di utilizzo

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

Il GNL, essendo gas liquefatto, durante la movimentazione e lo stoccaggio tende ad evaporare, portandosi allo stato gassoso. Il progetto dell'impianto considera tale caratteristica e prevede sistemi di recupero del gas evaporato e sistemi di protezione da eventuali sovrappressioni dimensionati adeguatamente.

B.3.5.5 Trasformazione delle sostanze per anomalie di funzionamento

Nel Terminale non sono effettuati processi chimici ma unicamente operazioni di scarico da nave gasiera, stoccaggio del GNL liquido, rigassificazione, immissione in rete di gas naturale e carico di autocisterne e bettoline con lo stesso GNL, che al più variano lo stato fisico della sostanza senza variarne la composizione.

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 Contemporanea presenza di sostanze incompatibili

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

Nel deposito è presente gasolio che potenzialmente è incompatibile con il GNL. Tali sostanze non vengono a contatto tra loro, sia nelle normali condizioni operative sia nelle situazioni anomale ragionevolmente ipotizzabili, in quanto i sistemi che trattano gas naturale e gasolio sono indipendenti tra loro. Il gasolio è utilizzato dal generatore elettrico di emergenza che garantisce il funzionamento del deposito in condizioni di emergenza (black out elettrico).

B.4 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE

B.4.1 Applicazione della Metodologia ad Indici al Caso in Esame

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

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

La suddivisione in unità è stata condotta conformemente a quanto previsto al Punto 2.1 dell'Allegato II al DPCM 31.3.1989.

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

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

L'impianto è quindi composto dalle seguenti unità logiche:

- Unità G1: Bracci di scarico GNL, bracci di carico GNL e banchina;
- Unità G2: Condotta di alimentazione del serbatoio GNL da nave gasiera;
- Unità G3: Serbatoi di stoccaggio GNL;
- Unità G4: Pompe primarie pompaggio GNL;
- Unità G5: Pompe GNL alta pressione;
- Unità G6: Tubazione tra pompe GNL alta pressione e vaporizzatori;
- Unità G7: Compressione GNL di boil off;
- Unità G8: Ricondensazione GNL di boil off;
- Unità G9: Vaporizzazione GNL;
- Unità G10: Condotta di trasporto gas metano;
- Unità G11: Area caricamento autocisterne.

Le schede per ciascuna unità sono riportate in Allegato I.12 al presente documento.

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

Tabella 4: Riepilogo Indici di Rischio Compensati

UNITÀ	INDICI COMPENSATI									
	F'		C'		A'		G'		T'	
Unità G1: Bracci di Scarico GNL, Bracci di Carico GNL e Banchina	0.75	Lieve	0.40	Lieve	26.26	Basso	251.27	Moderato	0	n.a.
Unità G2: Condotta di alimentazione del serbatoio GNL da nave gasiera	0.03	Lieve	0.36	Lieve	10	Lieve	12	Lieve	0	n.a.
Unità G3: Serbatoi di stoccaggio GNL	1.24	Lieve	0.39	Lieve	27	Basso	228	Moderato	0	n.a.
Unità G4: Pompe primarie pompaggio GNL	1.06	Lieve	0.49	Lieve	96	Moderato	183	Moderato	0	n.a.
Unità G5: Pompe GNL alta pressione	0.2	Lieve	0.54	Lieve	13	Basso	74	Basso	0	n.a.
Unità G6: Tubazione tra pompe GNL alta pressione e vaporizzatori	0,03	Lieve	0.55	Lieve	45	Moderato	58	Basso	0	n.a.
Unità G7: Compressione GNL di boil off	0	Lieve	0.5	Lieve	0	Lieve	2	Lieve	0	n.a.
Unità G8: Ricondensazione GNL di boil off	0.3	Lieve	0.5	Lieve	39	Moderato	148	Moderato	0	n.a.
Unità G9: Vaporizzazione GNL	0,03	Lieve	0.54	Lieve	153	Alto	99	Basso	0	n.a.
Unità G10: Condotta di trasporto gas metano	0,04	Lieve	0.5	Lieve	22	Basso	22	Basso	0	n.a.
Unità G11: Area caricamento autocisterne	0,01	Lieve	0.64	Lieve	13.23	Basso	40.64	Basso	0	n.a.

I cinque indici di rischio compensati riportati nella tabella riassuntiva sono relativi a:

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

Dall'analisi degli indici di rischio generale compensato emergono 4 unità con indice Moderato. Le altre presentano indice di rischio generale compensato Lieve o Basso.

C. SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

C.1.1 Problemi Noti di Salute e Sicurezza per la Tipologia di Impianto

L'impianto in esame non presenta particolarità per quanto riguarda aspetti inerenti la sanità; la sostanza trattata nell'impianto è gas naturale allo stato liquefatto, che si trova a bassa temperatura, e gas naturale allo stato gassoso a varie pressioni. Tale sostanza non è tossica.

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

Nel caso di rilascio di gas naturale allo stato liquido ($T = -160^{\circ}\text{C}$, $P = P_{\text{atm}}$), potrebbero verificarsi le seguenti situazioni (P. Cleaver et al., 2006):

- formazione di pozze e, in caso di ignizione, conseguenti Pool Fire;
- vaporizzazione del prodotto alla sezione di sbocco e conseguente formazione di Jet Fire in caso di ignizione;
- dispersione del gas evaporato da pozza con formazione di nube infiammabile (Flash Fire).

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

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

C.1.2 Esperienza Storica Relativa a Incidenti

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

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

Sono state svolte ricerche anche sulle seguenti banche dati on-line:

- eMARS Major Accident Reporting System – Joint Research Center – European Commission, <https://emars.jrc.ec.europa.eu/>;
- California energy commission, <http://www.energy.ca.gov>;
- Timor-Leste Institute for Development Monitoring and Analysis <http://www.laohamutuk.org>;
- U.S. Chemical Safety Board, <http://www.csb.gov>;
- Pipeline and Hazardous Material Safety Administration PHMSA, <http://www.phmsa.dot.gov>;

- Health and Safety Executive HSE, <http://www.hse.gov.uk>.

Si fa notare, come riportato nel Major Accident Reporting System della Commissione Europea, che vi è normalmente un notevole ritardo da quando un incidente si verifica a quando il relativo rapporto è pubblicato nella banche dati specialistiche. Il tempo di ritardo tipico può essere generalmente di 12-30 mesi, ma a volte può essere anche più lungo. Questo periodo è dovuto al tempo necessario al rilascio della relazione ufficiale di indagine, in attesa della risoluzione definitiva delle questioni giuridiche e tecniche.

C.1.2.1 Analisi degli Incidenti

Analisi degli Incidenti in Impianti

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



ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1944	Cleveland (USA)	Flash-Fire – Esplosione Peak shaving	Cedimento serbatoio di stoccaggio GNL con rilascio di prodotto nelle strade e nelle fognature. Seguì un innesto immediato della miscela aria-vapori GNL formatasi nella rete fognaria che provocò un'esplosione. L'incidente fu causato da una scelta non corretta del materiale utilizzato (acciaio 3.5% Ni) e dall'assenza di un secondo contenimento. Un altro serbatoio sferico cedette dopo 20 minuti. MORTI/FERITI: 130 / 200-400
1965	Canvey Island (UK)	Incendio Terminale rigassificazione (Movimentazione prodotto)	Durante la manutenzione ad una valvola su una linea in uscita da un serbatoio si verificò una perdita di GNL. L'Incendio fu spento in 15 minuti. MORTI/FERITI : -/1
1965		Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Methane Princess)	Rilascio dal braccio di scarico GNL che era stato sconnesso prima del completo drenaggio del liquido. Si verificarono fessurazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: -/-
1968	UK	Nessun rilascio Stoccaggio	Nel tentativo di rimuovere un "vapour lock" su una tubazione di GNL, posta sopra un serbatoio da 12000 m ³ , una piccola quantità di prodotto finì sul tetto provocando una cricca. Non si verificò fuoriuscita all'esterno, grazie alla polmonazione con azoto. MORTI/FERITI: -/-
1968	USA	Esplosione confinata Stoccaggio	L'incidente si verificò prima che l'impianto fosse messo in esercizio e coinvolse un serbatoio all'interno del quale stavano lavorando alcuni operai. Erano state lasciate aperte le valvole d'intercettazione delle tubazioni, il gas penetrò all'interno del serbatoio. Gli operai non si accorsero dell'ingresso del gas (non odorizzato). L'ignizione del gas (causato probabilmente dall'accensione di una sigaretta) provocò l'esplosione all'interno del serbatoio.: MORTI/FERITI: 4/-

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

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

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
2014	Plymouth (USA)	Esplosione Terminale rigassificazione	Esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) del serbatoio di stoccaggio GNL (a singolo contenimento). A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta, dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, la fuoriuscita di GNL ha comunque consigliato la evacuazione di una zona attorno all'impianto. MORTI/FERITI: -/-

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

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

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

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

Per quanto riguarda l'ultimo incidente verificatosi nel 2014 nell'impianto di Plymouth (USA), si fa notare che i serbatoi nel terminale Northwest non sono paragonabili a quelli proposti per il Terminale di Rosignano, essendo a singolo contenimento, in acciaio.

Il Terminale oggetto del presente RdS per NOF prevede serbatoi a contenimento totale e con contenimento esterno in cemento progettati secondo i criteri definiti nella normativa UNI EN 1473, che, anche in caso di un incidente analogo a quello di Plymouth, avrebbero evitato il rilascio di GNL dai serbatoi grazie alla protezione fornita dalla parete esterna in cemento all'impatto di frammenti e a onde di pressione.

Relativamente all'operazione di carico autocisterne, dalla ricerca effettuata non risultano eventi incidentali occorsi durante le fasi di carico di GNL in autocisterne.

Alcuni incidenti che hanno coinvolto il trasporto di GNL tramite autocisterne sono relativi ad incidenti stradali e non sono pertanto riconducibili ad incidenti di impianto o di processo verificatisi all'interno di terminali; questi sono comunque oggetto di una analisi dedicata riportata nel presente documento. Nel seguito si analizzano alcuni degli scenari sopra riportati allo scopo di dare evidenza della definizione delle misure di miglioramento intraprese nel settore del GNL allo scopo di evitare eventi incidentali.

Incidente di Cleveland 1944 Ohio USA

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

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

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

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

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

I serbatoi di stoccaggio del Terminale di Rosignano saranno del tipo a doppio contenimento ed il serbatoio interno sarà realizzato con acciaio al 9% di nickel. Occorre notare che

successivamente all'incidente soprariportato non ci sono stati nel mondo eventi simili che abbiamo interessato serbatoi di stoccaggio realizzati in acciaio al 9% di nickel.

Incidente di Panigaglia, 1971, La Spezia, Italia

Anno:	1971
Tipo di incidente:	Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività:	“Roll-over” in un serbatoio di stoccaggio di GNL
Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative:	Normale operatività
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Nessuna

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

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

La progettazione della strumentazione dei serbatoi comprende ora anche densimetri per garantire l'individuazione della formazione di stratificazioni, permettendo così l'effettuazione di una miscelatura controllata per evitare che la stratificazione possa raggiungere livelli pericolosi.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiorare Incidenti del Tipo Sopra riportato

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

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

- dispositivi di riempimento del serbatoio adeguati che consentano di introdurre il GNL sul fondo o nella parte alta del serbatoio in funzione della densità del GNL inviato;
- sistema di ricircolazione;
- controllo del tasso di evaporazione;

- misurazione della temperatura e della densità del GNL su tutta l'altezza possibile del liquido.

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

Incidente di Staten, 1973, USA

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

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

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongurare Incidenti del Tipo sopra Riportato

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

Incidente di Das Island, 1978, Emirati Arabi

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

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

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

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

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

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

Incidente di Cove Point, 1979, USA

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

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

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

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

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

Analisi degli Incidenti sul Trasporto GNL Mediante Navi

Nella seguente tabella si riassumono gli incidenti avvenuti a navi metaniere.

Tabella 5: Incidenti relativi a Navi Metaniere

Data	Tipo	Nome della Nave	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
1965	Worms	Jules Verne	Sovrariempimento	Carico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1965	Conch	Methane Princess	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1971	Esso	Esso Brega	Sovrapressione	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1974	Nk	Massachusetts (barge)	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1974	Conch	Methane Progress	Contatto con il fondo	Porto	-	No
1977	TZ Mk. I	LNG Delta	Perdita da valvola	Mare aperto	-	Sì
1977	Moss	LNG Aquarius	Sovrariempimento	Carico	-	Sì
1979	Moss	Pollenger	Perdita da valvola	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1979	GTNO 85	El Paso Paul Keyser	Arenamento	Mare aperto	Danni allo scafo e ai serbatoi senza rilascio di GNL	No
1980	Moss	LNG Libra	Guasto meccanico	Mare aperto	Rottura albero	No
1980	Moss	LNG Taurus	Arenamento	Porto	Danno allo scafo	No
1985	TZ Mk. I	Gadinea	Guasto meccanico	Porto	-	No
1985	GTNO 82	Isabella	Rottura valvola	Scarico	Frattura sul ponte	Sì
1990	GTNO 85	Bachir Chihani	Fatica	Mare aperto	Frattura nella struttura	No
1996	GTNO 96	LNG Porto Venere	Disfunzione sistemi antincendio	Mare aperto	-	No
2002	Moss	Norman Lady	Collisione	Mare aperto	Danno lieve allo scafo	No
2003	Moss	Century	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2003	Moss	Hoegh Galleon	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2004	GTNO 88	Tenaga Lima	Danno in poppa	Mare aperto	Riparazioni	No
2004	TZ Mk. III	British Trader	Incendio elettrico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Esso	Lieta	Guasto meccanico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Moss	LNG Edo	Vibrazioni trasmissione	Mare aperto	Sostituzione	No
2006	GTNO 96	Catalunya Spirit	Danneggiamento dell'isolamento	Mare aperto	Riparazione significativa	No

Dati ricavati da letteratura tecnica.

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

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

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

Giugno 1979 – El Paso Paul Kayser

Una metaniera con serbatoi a membrana da 125,000 m³, con un carico di 100,000 m³, si è arenata a velocità elevata (15-16 nodi) sulla costa spagnola a Est di Gibilterra.

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

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

Ottobre 1980 – LNG Libra

Durante un viaggio dall'Indonesia verso il Giappone la metaniera Libra con serbatoi a membrana da 125,000 m³ ha subito la rottura dell'albero di propulsione.

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

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

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

Dicembre 1980 – LNG Taurus

La metaniera Taurus (metaniera con serbatoi Moss da 125,000 m³) all'arrivo al porto di Tobata in Giappone ha incontrato mare molto agitato, subendo danni severi alla stiva ed un principio di ingresso d'acqua.

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

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

2002 – Norman Lady

La metaniera Norman Lady (metaniera con serbatoi Moss da 125,000 m³) durante l'attraversamento dello Stretto di Gibilterra è entrata in collisione con il sottomarino USS Oklahoma City, che navigava a bassa profondità e bassa velocità. A seguito dell'urto lo scafo della metaniera ha subito danni lievi per un'estensione di circa 1,5 metri, senza alcun danno ai serbatoi e senza rilascio di prodotto.

Analisi degli Incidenti sul Trasporto GNL su Strada Mediante Autocisterne

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei principali incidenti che hanno visto il coinvolgimento di autocisterne trasportanti GNL.

Data	Compagnia di Trasporti	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
1971	Capitol	Scoppio pneumatico	Waterbury, VT	Buco nel serbatoio	Si
1971	Gas, Inc.	Stanchezza del guidatore	Warner, NH	Rottura giunzioni	Si
1971	Indianhead	Collosione con altro camion	N. Whitehall, WI	Incendio di benzina e pneumatici	No
1973	Andrews & Pierce	Urto con auto parcheggiata	Raynham, MA	Danneggiamento rimorchio	No
1973	Chemical Leaman	Mancata svolta	NJ	Danneggiamento rimorchio	No
1974	Gas, Inc.	Freni difettosi	New Jersey Turnpike	Incendio alle ruote	Si
1974	Gas, Inc.	Perdita di una valvola	McKee City, NJ	-	Si
1975	LP Transport	Sterzata per evitare pedone	Dalton, GA	Danneggiamento rimorchio	No
1976	LP Transport	Olio sulla carreggiata	Chattanooga, TN	-	No
1976	Andrews & Pierce	Scontro con auto	Pawtucket, RI	-	No
1977	Chemical Leaman	Urto con altro camion	Connecticut Turnpike	-	No
1977	LP Transport	Urto con rimorchio di un trattore	Waterbury, CT	Asse danneggiato	No
1977	Western Gillet/SDG	Cappottamento	Los Angeles	Infortunio guidatore	Si
1981	LP Transport	Mancata svolta per eccessiva velocità	Barnagat, NJ	Perdita del contenimento	Si
1981	Andrews & Pierce	Pioggia	Lexington, MA	Serio danneggiamento autocisterna	No
1993	TransGas	Perdita ruota rimorchio	Everett, MA	-	No
1994	TransGas	Ribaltamento per eccessiva velocità	Revere, MA	-	No
1998	TransGas	Urto con automobile a elevata velocità	Woburn, MA	Incendio autocisterna, morte del guidatore	No
2002	N.D.	Ribaltamento	Tivissa, Spagna	Incendio autocisterna, morte del guidatore, ustioni per una donna a 200m di distanza	Si
2003	TransGas	Ribaltamento per eccessiva velocità	Woburn, Ma	-	No

Data	Compagnia di Trasporti	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
2005	Logistic Express	Perdita da una valvola	Reno, NV	Incendio della nube di LNG, danni minori all'autocisterna	Si
2007	N.D.	Non riportata	Cardiz, Spagna	Incendio del combustibile del camion, senza coinvolgimento di GNL, morte del guidatore	No
2011	N.D.	Autocisterna incastrata in sottopassaggio	Istanbul, Turchia	-	No
2011	N.D.	Urto con il rimorchio di un altro autoarticolato	Murcia, Spagna	Incendio dell'autocisterna, morte del guidatore, esplosione (BLEVE) con danneggiamento degli edifici vicini.	Si
2011	N.D.	Cappottamento	Valencia, Spagna	-	No
2012	N.D.	Urto contro spartitraffico e conseguente piccola perdita di LNG	Spagna	Infortunio al guidatore	Si

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

Giugno 2002, Tivissa, Catalogna, Spagna.

Un'autocisterna trasportante GNL si è rovesciata e ha preso fuoco sulla strada spagnola C-44. Dopo circa 20 minuti, si è verificato un significativo incendio di GNL, il primo di tale portata registrato nel trasporto su strada. La tipologia di camion era molto differente da quelli utilizzati ora in accordo allo standard EN 13530, essendo costituito da un semplice vessel in pressione, isolato esternamente da poliuretano non protetto. Lo standard EN 13530 prevede un rivestimento a doppia parete delle autocisterne

In questo caso, dopo il ribaltamento l'isolante si è immediatamente staccato dal serbatoio in pressione, esponendolo direttamente alle fiamme. Non è chiaro cosa abbia causato la perdita di GNL. L'autista è morto e una donna ha subito ustioni di secondo grado ad una distanza di circa 200m.

Ottobre 2007, Cardiz, Spagna.

Un'autocisterna di GNL trasportante un carico di 19200 kg è scivolata giù da un pendio di circa 3 m ad un incrocio, in provincia di Cardiz, in Spagna. Non c'è stato alcun rilascio di GNL, tuttavia l'incidente ha causato un piccolo incendio del combustibile del camion, senza coinvolgimento di GNL. L'autista è morto intrappolato nel veicolo danneggiato. Le cause non sono state rese note.

Ottobre 2011, Murcia, Spagna.

Un'autocisterna trasportante 46,000 litri di GNL ha urtato la parte posteriore di un camion con rimorchio parcheggiato a lato, sull'autostrada spagnola A-91. Dopo la collisione, l'autista ha perso il controllo del mezzo, andando a urtare le barriere di protezione della strada. Il camion è andato a incastrarsi in un fosso a lato della strada. Il veicolo ha preso fuoco poco dopo, causando la morte dell'autista rimasto intrappolato, unica vittima dell'incidente. Le autorità hanno stabilito una zona di evacuazione di 200 m attorno all'area

dell'incidente, ma dopo **71 minuti** dall'incidente si è registrato un fenomeno di BLEVE, la cui onda di sovrappressione ha causato ingenti danni agli edifici circostanti. Il calore si è propagato per una distanza di circa 600 m.

Le autorità hanno ipotizzato che l'incendio possa essere stato inizialmente causato da una perdita di GNL combinata con una fonte di innesco, come l'attrito dell'incidente o il motore del mezzo. Il rilascio può essere stato causato dal danneggiamento della parte centrale della cisterna contenente le valvole, e quindi delle tubazioni, nella zona in cui si presume sia avvenuto l'impatto con l'altro veicolo. L'autocisterna era costituita da una singola parete di acciaio inossidabile, con isolamento esterno di poliuretano ed una carcassa di alluminio, l'incidente ha portato alla perdita completa del rivestimento esterno, compresa parte dell'isolante. Le indagini a seguito dell'incidente hanno raggiunto la conclusione di raccomandare l'utilizzo di cisterne a doppia parete, o di migliorare il livello di sicurezza di quelle esistenti a singola parete implementando ulteriori misure di sicurezza sulle tubazioni.

Aprile 2012, Spagna.

Piccola perdita di GNL dopo che un'autocisterna ha impattato contro lo spartitraffico, invadendo la corsia opposta e ribaltandosi, su un'autostrada spagnola. Solamente il conducente ha riportato danni, il contenuto di LNG è stato trasferito ad un'altra autocisterna prima che la carreggiata fosse ripulita.

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

L'analisi storica ha evidenziato che negli ultimi 15 anni sono occorsi solamente quattro incidenti coinvolgenti autocisterne di GNL che hanno comportato rilascio all'esterno di prodotto, di cui solo due incidenti stradali (entrambi in Spagna) che hanno avuto come conseguenza un rilascio significativo di GNL, si evidenzia peraltro che l'evento di BLEVE verificatosi si è sviluppato dopo un'ora e un quarto dall'incidente.

Si evidenzia che all'interno del complesso industriale vige una rigorosa procedura che limita la velocità massima delle autocisterne e che inoltre è presente una squadra di emergenza interna addestrata, pronta ad intervenire immediatamente in caso di incidente, in grado quindi di mettere in atto misure di mitigazione dell'evento incidentale eventualmente verificatosi.

C.2 REAZIONI INCONTROLLATE

Al Terminale non saranno effettuate operazioni unitarie quali distillazioni, assorbimenti, estrazioni liquido/liquido o altro e non saranno presenti reattori chimici.

Non è quindi ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate.

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

C.3.1 Condizioni Meteorologiche Prevalenti

Nel seguito viene esaminata la climatologia dell'area di Rosignano; i dati riportati nel seguito fanno riferimento a registrazioni presso la stazione dell'Aeronautica Militare dell'Aeroporto di Pisa (Stazione Meteorologica A.M. 158, Altitudine 2 m s.l.m.) e la stazione meteorologica A.M. 154 di Gorgona.

Nelle seguenti tabelle sono sintetizzate le distribuzioni delle frequenze stagionali e annuali per ciascuna classe di stabilità registrate rispettivamente presso la Stazione Meteorologica A.M. 158 e A.M. 154.

**Tabella 6: Frequenze delle Classi di Stabilità
Stazione ENEL/S.M.A.M. di Pisa Aeroporto (A.M. 158)**

STAGIONE	FREQUENZA DELLE CLASSE DI STABILITÀ [millesimi]							
	A	B	C	D	E	F+G	Nebbie	Totale
Dic-Gen-Feb	0.31	9.15	7.4	124.48	21.78	80.68	4	247.82
Mar-Apr-Mag	8.92	21.98	16.54	107.75	13.29	77.53	3.26	249.28
Giu-Lug-Ago	18.27	46.15	25.32	52.82	15.86	95.88	1.87	256.16
Sett-Ott-Nov	5.21	15.7	10.55	96.64	15.08	100.25	3.32	246.75
Totale	32.7	92.98	59.81	381.69	66.01	354.35	12.46	1000.0

**Tabella 7: Frequenze delle Classi di Stabilità
Stazione di Gorgogna (A.M. 154)**

STAGIONE	FREQUENZA DELLE CLASSE DI STABILITÀ [millesimi]							
	A	B	C	D	E	F+G	Nebbie	Totale
Dic-Gen-Feb	0.19	7.04	8.85	169.22	23.06	25.39	8.39	242.14
Mar-Apr-Mag	12.63	15.98	17.80	142.94	21.53	23.16	21.25	255.28
Giu-Lug-Ago	25.35	27.30	31.68	104.04	32.71	27.07	13.33	261.47
Sett-Ott-Nov	3.96	13.14	9.78	145.74	31.59	27.21	9.69	241.11
Totale	42.12	63.46	68.12	561.94	108.89	102.83	52.65	1000.0

L'analisi dei dati mostra che, in tutte le stagioni dell'anno, vi è una prevalenza della classi di stabilità D e F con una frequenza rispettivamente del 39% e 35% per Pisa Aeroporto, 56% e 21% per Gorgona.

La distribuzione delle frequenze annuali di velocità e direzione del vento per le condizioni di stabilità prevalenti sono riportate nelle seguenti tabelle:

**Tabella 8: Frequenze Velocità e Direzione del Vento
Stazione ENEL/S.M.A.M. di Pisa Aeroporto (A.M. 158)**

SETTORI [gradi]	FREQUENZA DELLE CLASSE DI VELOCITÀ [m/sec]						
	0-1	1-2	2.5-3.5	4-6	6.5-11.5	>12	TOTALE
0-22.5	0.00	2.45	1.30	1.11	0.83	0.06	5.76
22.5-45	0.00	4.36	3.33	3.29	2.71	0.29	13.98
45-67.5	0.00	7.86	6.41	7.87	9.79	0.48	32.41
67.5-90	0.00	22.81	19.23	21.80	14.69	0.26	78.79
90-112.5	0.00	48.81	41.92	31.95	9.21	0.16	132.05
112.5-135	0.00	27.43	19.30	10.97	2.21	0.15	60.05
135-157.5	0.00	8.25	3.90	2.06	0.88	0.11	15.20
157.5-180	0.00	2.84	1.65	1.29	1.23	0.19	7.19
180-202.5	0.00	2.94	2.24	2.99	2.75	0.61	11.53
202.5-225	0.00	5.46	7.04	10.14	8.86	1.20	32.70
225-247.5	0.00	9.02	12.99	17.22	11.48	1.05	51.76

SETTORI [gradi]	FREQUENZA DELLE CLASSE DI VELOCITÀ [m/sec]						TOTALE
	0-1	1-2	2.5-3.5	4-6	6.5-11.5	>12	
247.5-270	0.00	12.72	15.69	13.69	5.39	0.23	47.73
270-292.5	0.00	14.28	16.58	8.59	1.47	0.00	40.92
292.5-315	0.00	11.31	10.03	4.60	0.56	0.04	26.53
315-337.5	0.00	5.32	3.25	1.45	0.10	0.04	10.15
337.5-360	0.00	2.33	1.44	0.81	0.12	0.02	4.72
Variabile	0.00	4.49	0.88	0.31	0.04	0.02	5.74
Calme	422.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	422.81
Totale	422.81	192.66	167.19	140.14	72.31	4.90	1000.00

**Tabella 9: Frequenze Velocità e Direzione del Vento
Stazione di Gorgogna (A.M. 154)**

SETTORI [gradi]	FREQUENZA DELLE CLASSE DI VELOCITÀ [m/sec]						TOTALE
	0-1	1-2	2.5-3.5	4-6	6.5-11.5	>12	
0-22.5	0.00	4.86	6.42	6.02	3.21	0.86	21.37
22.5-45	0.00	5.65	10.38	13.20	13.90	4.43	47.55
45-67.5	0.00	6.15	10.95	19.75	27.48	6.33	70.65
67.5-90	0.00	5.71	10.25	18.32	26.07	5.51	65.86
90-112.5	0.00	6.21	10.20	19.78	20.71	3.17	60.07
112.5-135	0.00	5.83	13.70	26.25	30.26	10.76	86.80
135-157.5	0.00	8.14	16.74	23.36	26.38	9.97	84.59
157.5-180	0.00	3.74	6.23	9.26	8.77	2.52	30.52
180-202.5	0.00	3.40	4.43	6.15	6.13	2.50	22.62
202.5-225	0.00	4.15	5.50	6.75	10.12	12.45	38.97
225-247.5	0.00	2.90	3.62	6.90	12.95	21.62	48.00
247.5-270	0.00	3.69	5.39	7.99	13.70	11.49	42.26
270-292.5	0.00	6.87	15.19	20.22	23.80	12.45	78.53
292.5-315	0.00	11.46	24.44	32.60	24.67	7.51	100.68
315-337.5	0.00	9.35	17.88	21.04	7.87	2.94	59.08
337.5-360	0.00	5.90	8.98	11.65	4.38	1.75	32.66
Variabile	0.00	0.09	0.05	0.05	0.00	0.00	0.18
Calme	109.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	109.59
Totale	109.59	94.11	170.34	249.28	260.40	116.25	1000.00

Dalla analisi dei dati si nota che velocità di vento superiori a 5 m/s sono pari al 60% dei casi circa per la stazione di Gorgogna, 25% dei casi per la stazione di Pisa Aeroporto.

Si può concludere che le condizioni meteorologiche più rappresentative per il sito sono associate a:

- Classe di Pasquill D associata a velocità del vento fra 2 e 6 m/s, rappresentabile con la condizione 5D;
- Classe di Pasquill F+G associata a velocità del vento fra 1 e 2 m/s, rappresentabile con la condizione 2F.

Per le due condizioni rappresentative 2F e 5D, la probabilità di accadimento relativa (cioè considerando le due condizioni come rappresentative della totalità dei casi) è stimata

rispettivamente pari al 30% ed al 70%, tenendo conto del fatto che il sito del Terminale è localizzato in una situazione intermedia tra Pisa aeroporto e Gorgona.

Per quanto riguarda la temperatura la media annuale, risulta essere pari a circa 15°C (media su oltre 25 anni, dal 1951 al 1977), mentre il grado di umidità relativa è pari all'80% su media annuale (Servizio meteorologico A.M. – ENEL). Per le analisi delle conseguenze si è adottata conservativamente una umidità relativa pari al 60%.

C.3.2 Cronologia degli Eventi Geofisici, Meteo Marini, Ceraunici e dei Dissesti Idrogeologici

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

Tabella 10: Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia

Zona Sismica	Descrizione	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (ag)	Accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico (ag)
1	E' la zona più pericolosa. Possono verificarsi fortissimi terremoti	ag >0.25	0.35
2	In questa zona possono verificarsi forti terremoti	0.15 <ag ≤ 0.25	0.25
3	In questa zona possono verificarsi forti terremoti ma rari	0.05 <ag ≤ 0.15	0.15
4	E' la zona meno pericolosa. I terremoti sono rari.	ag ≤ 0.05	0.05

L'Ordinanza sopracitata ha classificato la Regione Toscana come zona sismica 3. Il Comune di Rosignano Marittimo nel quale è compresa la zona del Terminale, risulta però classificato in categoria sismica 2.

Il valore di accelerazione orizzontale di picco (PGA, Peak Ground Acceleration) usato per l'area in esame nella stesura delle mappe per la valutazione del Rischio Sismico (Global Seismic Hazard Assessment Program, GSHAP) è compreso tra 0.1 g e 0.16 g per un periodo di ritorno di 475 anni. Studi preliminari per la vicina area di Livorno hanno indicato valori di PGA per lo stesso periodo di ritorno dell'ordine di 0.11 g.

A tale proposito si evidenzia che nell'ambito del presente progetto, Edison effettuerà uno studio finalizzato alla definizione delle caratterizzazione geotecnica e sismica dell'area interessata dal Terminale GNL.

La caratterizzazione sismica del sito sarà eseguita ai sensi del D.M. 14 Gennaio 2008 "Norme Tecniche per le Costruzioni" e la progettazione del sito svolta congruentemente.

La densità annuale di fulmini al suolo relativa alla zona di Rosignano è pari a 2.5 fulmini/anno km² (CEI 81-1, 1999).

Non risulta che inondazioni e trombe d'aria abbiano avuto effetti significativi sulle installazioni presenti nell'area rilevanti per gli scopi del presente Rapporto di Sicurezza.

Lo studio dell'ambiente marittimo è stato condotto in modo approfondito durante la predisposizione del progetto preliminare dell'opera: un corretto orientamento del pontile può infatti incrementare il periodo di agibilità dello stesso, con evidenti benefici sulla funzionalità dell'accosto, ridurre i carichi sugli ormeggi dovuti al vento e al moto ondoso.

Nell'ambito della predisposizione del progetto sono stati utilizzati dati storici in possesso della Marina Militare relativi a maree e a mare mosso e definiti i valori di progetto, alto (+0.8 m slm) e basso (-0.4 m slm).

La determinazione delle altezze di onda è stata effettuata utilizzando diverse fonti di dati (CLIOSat, DEAM, ecc) che hanno evidenziato vicino alla costa il 40% dei casi con altezza maggiore di 0.5 m, il 3.7% con altezza maggiore di 2 m.

La direzione delle onde in prossimità della costa varia da 270° a 330° rispetto al Nord, mentre l'onda di energia più forte è diretta a 270°.

Un moto ondoso anomalo causato da sisma localizzato in mare richiede un certo tempo per il suo sviluppo ed il suo arrivo a terra. La sensibilità a queste problematiche fa sì che in caso di sisma localizzato in mare le strutture della protezione civile allertino circa la eventualità di un moto ondoso anomalo. Ciò consente di allontanare la nave eventualmente presente e di mettere in sicurezza in Terminale.

Per definire il "downtime" ossia il periodo morto in cui le operazioni marine (navigazione metaniera, scarico GNL al pontile) sono interrotte a causa del maltempo sono stati studiati gli effetti dei venti e delle onde. Il downtime è dovuto in pratica solo alle onde, in quanto i venti sono deboli.

Sono stati analizzati:

- il downtime totale dovuto a ragioni meteorologiche (medio nell'anno);
- il numero di giorni continui di downtime dovuto a ragioni meteorologiche.

Come riferimento, dall'esperienza di SOGREAH negli standards operativi legati agli ormeggi di metaniera presso terminali GNL, possono essere indicati i seguenti intervalli:

- per il primo parametro [downtime totale annuo]: dal 3 all'8 %;
- per il secondo parametro [durata continua]: da 2 a 3 giorni.

Soglie Operative

Le soglie operative per le varie operazioni marine sono state definite tenendo presenti sia gli intervalli utilizzati usualmente sia i risultati dei più recenti studi eseguiti da SOGREAH su questo tipo di navi.

Tabella 11: Soglie Operative Usuali

Operazione	Onda (Hs in m)		Vento (m/s) (primo valore trasversale, secondo valore longitudinale)
	Trasversale	Longitudinale	
Ormeggio	Da 1.0 a 1.2	Da 1.2 a 1.5	Da 12 a 16
Discarica	Da 1.0 a 1.5	Da 1.5 a 2.2	Da 15 a 20
Disconnessione delle linee	Da 1.2 a 1.8	Da 1.5 a 2.0	Da 20 a 25
Rimorchiatori / imbarco pilota	Da 2,0 a 2,5 m		

Per la valutazione del downtime continuo, le soglie sono state selezionate sulla base degli intervalli medi presentati qui di seguito:

Tabella 12: Soglie di Progetto

Operazione	Onda (Hs in m)	Vento (m/s)
Ormeggio	1.4	15
Discarica	2.0	20
Disconnessione linee	2.0	25
Rimorchiatori / imbarco piloti	2.0	--

Facendo una comparazione con la frequenza del vento è possibile concludere che il downtime dovuto al vento risulta molto basso. Infatti la frequenza con cui un vento di 15 m/s viene superato ammonta allo 0,5 %, mentre la frequenza con cui un vento di 20 m/s viene superato è trascurabile in termini operativi.

Dunque, tutte le valutazioni ulteriori sul downtime sono basate su un solo fattore significativo: l'onda.

Risulta in particolare, dai dati analizzati, che la soglia di onda al pontile in corrispondenza della quale non sono possibili operazioni di scarico GNL, pari a 2 m, è superata solo una volta all'anno per quattro giorni consecutivi e 3 volte all'anno per due giorni consecutivi.

C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI

C.4.1 Sequenze Incidentali

La definizione delle cause iniziatrici di eventi incidentali è stata effettuata sulla base della identificazione degli eventi riconducibili a perdite di contenimento (“rottture random”) integrata con l'analisi storica effettuata per installazioni simili e distinta per la parte Terminale e per la parte movimentazione delle navi gasiere al pontile.

Deviazioni di processo ipotizzabili sono state identificate sulla base di un esame degli schemi di flusso e della esperienza su impianti analoghi; tali deviazioni sono state discusse per valutarne la credibilità.

Un'analisi sistematica degli eventi indesiderati ipotizzabili derivanti da deviazioni di processo sarà effettuata in fase di progettazione di dettaglio anche mediante un'Analisi di Operabilità (HAZard and OPerability Study, HAZOP) secondo quanto richiesto al Paragrafo 4.4.1 della norma UNI EN 1473.

Da tale analisi di dettaglio saranno individuate le protezioni necessarie per evitare l'insorgere di incidenti dovuti a deviazioni di processo.

Sulla base dell'identificazione delle sezioni di impianto e utilizzando dati da Banche Dati internazionali per la identificazione dei casi di rilascio e delle frequenze di incidente si sono quindi individuati casi di rilascio ipotizzabili e le relative frequenze di accadimento, per ogni sezione.

Ogni evento di rilascio è stato poi analizzato mediante Albero degli Eventi per valutare i possibili scenari incidentali derivanti dal rilascio e le relative frequenze di accadimento.

Tra gli scenari incidentali individuati, sono stati esclusi dalla analisi quelli ritenuti non credibili, ovvero quelli con conseguenze non significative sulle persone e/o sugli impianti all'interno e all'esterno del Terminale o caratterizzati da una frequenza di accadimento inferiore a $1.0E-07$ eventi/anno.

La adozione di tale valore soglia è giustificata dal fatto che il D.M. 9 Maggio 2001, “Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante” prevede la valutazione della compatibilità per scenari incidentali con frequenze inferiori a $1.0E-06$ eventi/anno, il valore soglia proposto pertanto è congruente con il requisito di legge.

Rilasci da Tubazioni/ Attrezzature di Impianto (“Rottture Random”)

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

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

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

- identificare le sostanze pericolose presenti ed i relativi stoccaggi con le specifiche condizioni di processo (in pressione, criogenici, etc.);
- individuare per ciascuna sostanza le apparecchiature e le linee di processo interessate;

- definire, per ciascuna sostanza ed in ciascuna fase, uno o più casi di rottura random; qualora le stesse sostanze siano presenti in linee aventi caratteristiche molto differenti (diametro e/o condizioni operative), si sono definite più rotture random per meglio rappresentare i diversi possibili casi di rilascio.

In base alle informazioni disponibili ed alla suddivisione dell'impianto in sezioni isolabili è stato individuato un elenco di scenari di rilascio dei quali sono state analizzate frequenze e conseguenze.

Le ipotesi incidentali si riferiscono a rilasci da rotture di diametro equivalente pari al 5% e al 20% del diametro nominale della tubazione interessata.

Per i bracci di carico, si considera in accordo a (TNO, 1999) un rilascio pari al 10% del diametro del braccio.

Rotture a ghigliottina dalle tubazioni di impianto sono escluse date le precauzioni progettuali e le caratteristiche dell'impianto.

Tutte le tubazioni in servizio criogenico sono realizzate in acciaio inossidabile; in caso di rilascio di piccola entità di prodotto criogenico quindi non si avrà infragilimento locale e propagazione della frattura.

I serbatoi di stoccaggio GNL saranno realizzati in calcestruzzo precompresso, del tipo a contenimento totale, secondo quanto definito dalla UNI EN 1473. Per tali tipi di serbatoi la norma UNI EN 1473 esclude quale possibile scenario incidentale il cedimento del serbatoio.

Rilasci dalle Tubazioni di Trasferimento

I prodotti movimentati sono trasferiti dai bracci di scarico sul Pontile sino al Terminale attraverso una tubazione che corre sul Pontile e quindi per circa 3.3 km interrata, parallela alla esistente Pista Tubazioni e quindi sino al Terminale.

Le linee di trasporto GNL nel tratto a terra e sul pontile saranno realizzate con la tecnologia del doppio tubo ("pipe-in-pipe") come descritta al Paragrafo B.3.3.

Linee di Trasferimento Prodotti a Terra

Per queste tubazioni la possibilità di incidenti è valutata con riferimento ai dati del V rapporto EGIG che fornisce statistiche di rilascio per gasdotti in Europa interrati in area pubblica, come è il caso delle linee di trasferimento dal Pontile al Terminale.

Il rapporto EGIG fornisce il rateo di guasto separatamente per cause di rottura: interferenze esterne, difetti del materiale, corrosione, "hot tapping", frane e smottamenti, "altro".

La applicabilità delle cause di guasto alle linee a terra, tenendo conto delle peculiarità della loro realizzazione (doppio tubo) è discussa nel seguito.

- Interferenza esterna: può essere esclusa perché la tubazione è interrata ad una profondità di 1.5 metri, il che fornisce di per sé una protezione all'interazione connessa all'utilizzo di macchine agricole o all'effettuazione di attività lavorative che non comportino operazioni di scavo; inoltre la tubazione esterna, in caso di impatto, fornisce una protezione meccanica alla linea interna. In caso di danneggiamento della tubazione esterna si avrà perdita del vuoto nella intercapedine e conseguente vaporizzazione del prodotto più elevata, senza che ciò danneggi la tubazione in acciaio inossidabile interna. La quantità di vapori che si formerà in linea sarà smaltita verso il serbatoio di stoccaggio da dove verrà inviata a boil-off. Verrà inoltre disposta idonea segnalazione, lungo tutto il tratto interrato della condotta, tale da prevenire operazioni di scavo nella zona di posa delle condotte stesse.
- Rotture per frane o movimenti del terreno sono escluse perché la condotta non è in zone soggette a smottamenti.
- Hot tapping (intervento su tubazione in pressione per errore) è esclusa perché tutte le tubazioni del fascio fanno capo allo stesso impianto e inoltre un eventuale intervento non previsto agirebbe sulla tubazione esterna posta a protezione di quella interna.
- Difetto di materiale; un difetto di materiale nella tubazione esterna causerà la perdita di vuoto e la perdita delle caratteristiche di isolamento termico della intercapedine, causando una vaporizzazione più elevata smaltita in impianto dal sistema di boil-off. Il tubo interno in acciaio inossidabile non è danneggiato e il contenimento è quindi garantito. Il danneggiamento del tubo esterno sarà rilevato sia dalla vaporizzazione elevata che dai sistemi di rilevamento del vuoto posti lungo la condotta. Un difetto di materiale nella tubazione interna causerà rilascio di prodotto nella intercapedine tra i tubi, dotata di sistemi di rilevazione della temperatura; poiché il tubo esterno è realizzato in acciaio inossidabile esso è in grado di contenerne il prodotto in pressione e la bassa temperatura e la perdita sarà rilevata dai sistemi di rilevamento della pressione nella intercapedine. Si può quindi concludere che il difetto di materiale non è in grado di causare rilascio di GNL all'esterno.
- Corrosione: vale per la corrosione quanto rilevato per il difetto di materiale, con l'osservazione che il tubo interno è e a contatto con prodotti non corrosivi e che entrambi i tubi sono realizzati in acciaio inossidabile. Inoltre, il tubo esterno è dotato di rivestimento anticorrosivo e protetto da protezione catodica. Anche la causa di rilascio da corrosione deve quindi essere considerata non credibile.
- "Altre cause": Vale per le cause non specificate quanto discusso nel caso di difetto di materiale. Se esse agiscono sulla tubazione interna il rilascio è contenuto dalla tubazione esterna; se esse agiscono sulla tubazione esterna non impattano su quella interna e la perdita di tenuta dell'esterno viene rilevata.

Si evidenzia inoltre che negli attraversamenti stradali, ferroviari e fluviali (dove sono più probabili lavori civili con utilizzo di macchine operatrici), la tubazione è protetta da un terzo tubo di protezione, come previsto dal D.M. 4 Aprile 2014.

Si conclude quindi che per le tubazioni dalla radice del Pontile al Terminale, realizzate con la tecnologia del doppio tubo, l'evento di rilascio può essere legato solo ad impatti con energia estremamente elevata associati ad attività non ordinarie, ritenuti quindi non credibili. Viene pertanto esclusa dalla analisi la valutazione di incidenti di rilascio dalla linea a terra.

Tubazioni sul Pontile

Le tubazioni GNL saranno realizzate con la tecnologia del doppio tubo (“pipe-in-pipe”), l’unica causa credibile di rilascio per la tubazione sul pontile è l’evento esterno di rilascio è l’impatto per perdita di controllo, guasto o errore umano di un mezzo navale in transito con il Pontile.

In caso di impatto il danneggiamento del tubo può avvenire solo se l’energia di impatto è sufficiente a causare un danneggiamento grave al Pontile e conseguentemente alla tubazione. In questo caso si assume che la tubazione sia tranciata ed il rilascio sia a ghigliottina. Se la energia di impatto non fosse tale da causare un danno grave al Pontile, la tubazione non potrà essere danneggiata.

Per quanto riguarda la fase di scarico prodotti, le precauzioni adottate (vedi Sezione C.6.1) e la presenza continua di personale di guardia portano a ritenere non credibile un evento di urto con tubazione non intercettata.

La possibilità di urto di una nave può essere considerata quindi solo per la fase di ricircolo, nel quale non si ha nave attraccata e quindi non si ipotizza la presenza di personale sul Pontile in grado di rilevare la situazione di pericolo e attivare le procedure di sicurezza (intercettazione delle linee).

Rilasci da Nave Ormeggiata

La procedura di accosto e ormeggio per le navi GNL sarà conforme a quanto verrà previsto dalle Autorità Portuali.

Le decisioni legate alle procedure di ormeggio e disormeggio saranno prese dai piloti e dal Comandante della nave gasiera, sulla base di procedure e criteri che saranno definiti dalla Capitaneria di Porto.

Le condizioni del mare (altezza, direzione e frequenza dell’onda) hanno un impatto sulle operazioni misurato dall’effetto sul movimento del manifold della nave gasiera. I bracci di scarico saranno dotati di un sistema di misurazione della posizione in continuo con allarme visivo ed acustico in caso di spostamento del braccio fuori dall’area di sicurezza. A seguito di questo primo livello di allarme il sistema di blocco di impianto chiude le valvole di isolamento lato nave e lato terra e interrompe lo scarico.

Movimenti ulteriori che portino il braccio nell’area di disaccoppiamento di emergenza attivano automaticamente il sistema PERC e causano il distacco del braccio dal manifold della nave.

Per quanto riguarda la definizione delle procedure di emergenza, queste saranno definite dalla Capitaneria di Porto in apposita Ordinanza.

L’accertamento delle condizioni del moto ondoso sarà effettuato sia mediante strumentazione locale per la registrazione delle condizioni di vento e di altezza di onda che attraverso il collegamento, in Sala Controllo, con sistemi di previsione meteorologica.

In caso di peggioramento delle condizioni marine o di previsione di rapido cambiamento delle condizioni del mare il personale di nave e quello di terra, specificamente addestrati anche per queste situazioni, valuteranno quindi la opportunità di interrompere lo scarico prima dell’intervento dei sistemi di sicurezza del braccio.

Rilasci da guasti alla nave

Le caratteristiche costruttive delle navi gasiere (doppio scafo) e l'analisi dell'esperienza storica acquisita mostrano che un evento di rilascio dovuto ad anomalie nei sistemi e nelle apparecchiature di bordo è da considerare non credibile (in letteratura tecnica è riportato che più di 55,000 trasporti di GNL sono stati portati a destinazione con successo senza il verificarsi di un grave incidente che abbia provocato lo sversamento del carico; CEE, 2012).

La nave gasiera è in ogni caso dotata di sistemi di sicurezza tra i quali:

- sistemi antincendio in accordo alle norme SOLAS, IMO e ai requisiti delle Società di classificazione;
- sistemi di water spray a protezione delle parti esposte dei serbatoi, dei collettori di scarico, delle strutture esterne degli alloggi;
- attrezzature di sicurezza per il personale addetto al piano di emergenza antincendio;
- quadro di controllo centralizzato del Sistema Antincendio;
- sistemi di rilevazione gas;
- sistema di blocco di emergenza manuale ed automatico.

Incidenti derivanti da rilasci dai sistemi a bordo nave sono assimilabili a quelli derivanti da rilasci nei sistemi del pontile (bracci di carico e tubazioni). La possibilità di un incidente rilevante originato a bordo della nave gasiera è quindi da escludersi mentre eventuali incidenti con rilascio di prodotto comporterebbero conseguenze simili a quelle analizzate per i sistemi sul Pontile.

Rilasci per Impatti tra Gasiere ed Etileniere

Relativamente alla possibilità di impatti tra nave gasiera ed etileniera, si evidenzia che le navi GNL che attraccheranno al Pontile saranno assistite da rimorchiatori nelle manovre di accosto e partenza e la possibilità di una perdita di controllo e conseguente urto con una nave etileniera in scarico è quindi da escludersi.

Operazioni simultanee di accosto e ormeggio di navi GNL ed etileniere non saranno ammesse. Saranno istituite aree di interdizione, controllo, contatto e monitoraggio del traffico navale al fine di prevenire eventuali incidenti causati da un impatto tra navi.

Impatti tra nave etileniera in manovra e nave GNL all'ormeggio sono da ritenere estremamente improbabili, tenuto anche conto della presenza di un rimorchiatore in stand-by pronto a intervenire durante tutta la fase di scarico e carico GNL. Un eventuale urto inoltre avverrebbe a velocità di manovra inferiori ai 5 nodi, pertanto non in grado di causare rilasci dalla nave GNL (come riportato nelle considerazioni sulle energie di impatto alla sezione seguente).

Rilasci per Impatti con Navi in Transito

Per quanto riguarda la possibilità di rilascio per urto tra navi in transito e nave gasiera ormeggiata, si nota innanzitutto che saranno istituite aree di interdizione, controllo, contatto e monitoraggio del traffico navale al fine di prevenire eventuali incidenti causati da un impatto tra navi.

Inoltre, la configurazione strutturale della nave gasiera presenta una elevata resistenza ad impatti, come confermato anche dall'analisi storica al Paragrafo C.1.2.1. La tecnologia delle navi gasiere infatti, sia a serbatoi sferici che con serbatoi prismatici, presenta un triplo livello

di protezione strutturale, dato dal doppio scafo della nave, solitamente separato da uno spazio di circa due metri, seguito da una doppia parete del serbatoio interno, con interposto materiale di isolamento termico.

Studi sull'effetto di un eventuale impatto di una nave con una gasiera sono riportati nel rapporto "Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a large LNG Spill over Water" (Sandia, 2004) e nel rapporto "Consequences of LNG Marine Incidents" (Pitblado, 2004), mediante simulazioni strutturali di impatti nelle condizioni più gravose, ovvero per impatti a 90° nei quali cioè la nave impattante urta il fianco della gasiera perpendicolarmente.

Tali studi mostrano che impatti anche con navi di grandi dimensioni con velocità inferiori a circa 6 nodi non causano danni ai serbatoi interni (Sandia, 2004) e che impatti con un'altra nave gasiera a velocità di 6.6 nodi o con una petroliera di 300000 DWT a pieno carico a 1.7 nodi non causano danni al serbatoio interno (Pitblado, 2004). Da tali dati risulta che la energia di impatto che può causare rilascio varia da circa 120 MJ a 440 MJ. Si assume quindi che l'impatto possa causare rilascio per energie attorno ai 200 MJ.

Le energie di impatto in funzione della stazza della nave impattante (per le classi di stazza presenti nell'area e considerate nella analisi dell'urto contro il Pontile) e per diverse velocità di impatto sono riassunte nella tabella seguente, dove le energie di impatto in grado di causare rilascio per urto perpendicolare sono indicate in corsivo.

Classe Navi	DWT [t]	Massa totale [t]	Energia (MJ)						
			1.7 kn	2.9 kn	5 kn	6.5 kn	10 kn	15 kn	20 kn
1	1000	1000	0	1	3	5	13	30	53
2	3000	3000	1	3	10	16	40	89	159
3	14500	14500	6	16	49	79	192	432	768
4	80000	80000	31	89	270	436	1.057	2.384	4.235

Dall'esame dei risultati di tabella, si conclude che:

- impatti con navi di classe 1 non danno mai rilascio;
- impatti con navi di classe 2 non danno mai rilascio (a meno di velocità estremamente elevate, oltre i 20 nodi);
- impatti con navi di classe 3 danno rilascio per velocità elevate (sopra i 10 nodi);
- impatti con navi di classe 4 danno rilascio per velocità sopra i 4 - 5 nodi.

Tali velocità limite sono relative a impatti perpendicolari; in caso di perdita di controllo o deriva di una nave in transito e direzione in rotta di collisione con la nave gasiera, tale situazione anomala sarà rilevata dal personale sul Pontile e a bordo nave (dotata di radar) con sufficiente anticipo per permettere l'adozione di misure di prevenzione dell'impatto o di mitigazione. In particolare la nave in rotta di collisione sarà allertata in modo da consentire una riduzione di velocità e la nave gasiera o la bettolina metterà in atto una procedura di disormeggio di emergenza in modo da non rendere possibile un urto perpendicolare.

La possibilità di un urto di una nave in transito contro una nave gasiera alle velocità elevate necessarie per causare rilascio e in direzione perpendicolare è quindi da considerare non

credibile. Quanto riportato è anche suffragato dall'analisi storica che non riporta tali tipologie di eventi.

Incidenti Dovuti ad Anomalie di Processo

Sulla base di una analisi degli schemi di processo si evince che deviazioni di processo in grado di causare rilasci di sostanze pericolose possono essere dovute a:

- bassa temperatura in uscita dai vaporizzatori e conseguente rilascio dalle condotte in uscita;
- rottura tubi negli scambiatori GNL;
- altissima pressione nei vaporizzatori;
- altissimo livello nei serbatoi di stoccaggio;
- formazione di vuoto nei serbatoi;
- sovrappressione nei serbatoi;
- rottura bracci di carico autocisterne.

A fronte di tali eventi il progetto prevede sistemi di protezione quali allarmi e blocchi per bassa temperatura, alta pressione, bassa pressione, iniezione di azoto per il controllo delle pressioni nei serbatoi, ecc.

La presenza di sufficienti sistemi di protezione rende ragionevolmente non credibili deviazioni di processo non controllabili.

Tali deviazioni saranno analizzate durante lo sviluppo della progettazione successiva tramite uno studio HAZOP, la identificazione di dettaglio delle deviazioni possibili e la valutazione delle frequenze di incidente tramite alberi di guasto.

Questa analisi, che sarà condotta in una fase più avanzata del progetto, sarà riportata nel Rapporto di Sicurezza Definitivo che mostrerà la adeguatezza dei criteri di protezione e la conseguente non credibilità di tali eventi.

Non sono stati considerati eventi incidentali nel sistema di scarico a torcia, dal momento che esso è un sistema di sicurezza il cui utilizzo è previsto solo in casi di emergenza. Il sistema sarà correttamente dimensionato e verificato.

Identificazione delle Sezioni di Impianto Isolabili e Dati di Processo Relativi

Il processo di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione del Terminale GNL è stato suddiviso in sezioni isolabili definite dalla presenza di valvole di sezionamento automatico (ESDV).

Le sezioni isolabili e i relativi volumi di sostanza contenuti sono evidenziati nelle tabelle seguenti.

Tabella 13: Sezioni Isolabili

Sezioni Isolabili	Settore	Note
Bracci di scarico	Scarico GNL	No. 4 bracci. Valvola di intercettazione al piede di ogni braccio
Linea 36" di scarico / ricircolo sul pontile (2.2 km)	Scarico GNL	Valvola di isolamento alla radice Pontile
Linea 36" di scarico / ricircolo a terra (3.3 km)	Scarico GNL	Valvola di intercettazione all'ingresso Terminale
Linea 18" ritorno vapori sul Pontile (2.2 km)	Scarico GNL	Valvola di intercettazione alla radice Pontile
Linea 18" ritorno vapori a terra (3.3 km)	Scarico GNL	Valvola di intercettazione all'ingresso Terminale
Serbatoi di stoccaggio (ciascuno)	Stoccaggio GNL	
Sistema recupero/compressione gas di boil-off	Rigassificazione GNL	Sezione a valle dei compressori
Linea in uscita dal serbatoio da pompe BP	Rigassificazione GNL	Valvole di intercettazione all'uscita dei serbatoi e all'ingresso del boil-off recondenser
Linea pompe A.P. al vaporizzatore	Rigassificazione GNL	Valvole di intercettazione all'uscita del boil-off recondenser e all'ingresso di ogni vaporizzatore. Circuito chiuso per scambiatori etilene.
Linea dai vaporizzatori ai limiti di batteria dell'impianto	Esportazione Gas	Valvole di intercettazione all'uscita di ogni vaporizzatore e al limite batteria sulla linea export gas
Braccio di carico Bettoline	Carico GNL su bettoline	No. 1 braccio. Valvola di intercettazione al piede
Collettore di carico autocisterne	Carico autocisterne	Valvole di intercettazione presso i serbatoi, Valvole di isolamento presso le pensiline di carico
Braccio di carico autocisterne da 3"	Carico Autocisterne	No. 3 bracci. Valvola di intercettazione a monte di ogni braccio

Le condizioni di processo per le sezioni isolabili come definite nelle tabelle precedenti sono indicate nel seguito, separatamente per i due modi nei quali opera il Terminale: in fase di scarico nave o in ricircolo (senza scarico nave).

Tabella 14: Caratteristiche di Processo (Riferimento: GNL Composizione Pesante)

Sezioni isolabili	Stato	Fase	Temp. [°C]	Press. [barg]	Densità [kg/m ³]	Portata [kg/s]
Braccio di scarico	liquido	Scarico	-159	5.2	461	385
		Ricircolo	-	-	-	-
Linea di scarico (2 x 36")	liquido	Scarico	-159	3.8	463	1540
		Ricircolo(1)	-159	10.1	461	110
Linea ritorno vapori	gas	Scarico	-147	3.7	2.4	3.9
		Ricircolo	-	-	-	-
Serbatoio di stoccaggio	liquido	-	-159	0.2	383	-
Linea gas di boil-off (dopo compressione)	gas	Scarico	-30	8.0	7.8	6.2
		Ricircolo	48	5.0	3.9	0.06
Linea in uscita dal serbatoio (pompe B.P.)	liquido	Scarico	-158	10.1	460	53
		Ricircolo	-159	10.1	461	127.2
Linea da pompe A.P. al vaporizzatore	liquido	Scarico	-128	87	403	59
		Ricircolo	-152	84.6	450	237
Linea dai vaporizzatori ai limiti di batteria dell'impianto	gas	-	2	76.5	87	236.3
Braccio di carico Bettoline Nota 1	Liquido	Carico	-159	8.6	461	1000
		Ricircolo	-	-	-	-
Braccio di carico autocisterne da 3" Nota 2	Liquido	Carico	-159	10.1	461	90
		Ricircolo	-	-	-	-
Linea a impianto di caricamento autocisterne da 6" Nota 2	Liquido	Carico	-159	10.1	461	270
		Ricircolo	-159	10.1	461	-

Nota: (1) Vengono utilizzate durante il ricircolo le stesse linee 36" dello scarico.

Riepilogo Incidenti Analizzati

L'analisi descritta nelle precedenti sezioni ha quindi evidenziato che le cause iniziatrici di rilascio possono essere connesse a:

- rilascio di GNL al pontile dai bracci di scarico,
- rilascio di GNL dalla tubazione sul Pontile a seguito di urto con nave in transito,
- rilascio di GNL a bassa pressione dalla tubazione in uscita dal serbatoio e di invio alle pompe di alta pressione,
- rilascio di GNL ad alta pressione dalla tubazione di invio GNL ai vaporizzatori,

- rilascio di vapore di GNL dalle tubazioni per il recupero del gas di boil-off a valle dei compressori,
- rilascio di gas ad alta pressione dalla linea di invio gas naturale in rete,
- rilascio di GNL nella zona di carico autocisterne
- scarico in emergenza da una valvola di sicurezza del serbatoio di stoccaggio,

La Tabella seguente riassume gli scenari e le principali assunzioni.

Tabella 15: Riepilogo degli Eventi

Evento	Descrizione	Ipotesi Incidentali
1G	Rilascio di GNL sul pontile dalla valvola PERC per distacco intempestivo dei bracci di scarico	L'intervento del sistema ERS attiva la chiusura delle pompe di scarico (Ship ESD system) prima della chiusura delle valvole ESD; lo scenario relativo è quindi lo sversamento del GNL contenuto tra le valvole PERC
2G	Rilascio di GNL dal braccio di scarico	Rilascio da rottura pari al 10% del Diametro del braccio di scarico
3G	Rilascio di GNL dalla linea di scarico nel tratto sul pontile durante la fase di ricircolo	Rilascio da rottura totale per impatto navale
4G	Rilascio di GNL dalle tubazioni 14" di uscita dal serbatoio	Rilascio da rottura pari al 5% e al 20% del diametro
5G	Rilascio di gas naturale (gas di boil-off) dalle tubazioni 6" a valle dei compressori	Rilascio da rottura pari al 5% e al 20% del diametro
6G	Rilascio di GNL dalla tubazione 14" di invio GNL ad alta pressione ai vaporizzatori	Rilascio da rottura pari al 5% e al 20% del diametro
7G	Rilascio di gas naturale della tubazione 28" di uscita gas	Rilascio da rottura pari al 5% e al 20% del diametro
8G	Rilascio di GNL sul pontile per distacco intempestivo del braccio di carico Bettolina	L'intervento del sistema ERS attiva la chiusura delle pompe di scarico (Ship ESD system) prima della chiusura delle valvole ESD; lo scenario relativo è quindi lo sversamento del GNL contenuto tra le valvole PERC
9G	Rilascio di GNL dal braccio di carico Bettoline	Rilascio da rottura pari al 10% del Diametro del braccio di scarico
10G	Rilascio di GNL da braccio di carico autocisterne	Rilascio da rottura pari al 5% e al 20% del diametro
11G	Rilascio di GNL dalle tubazioni 6" del collettore GNL alle pensiline di carico	Rilascio da rottura pari al 5% e al 20% del diametro
12G	Rilascio di gas naturale (BOG) dalle PSV di un serbatoio di stoccaggio (caso di sovrappressione per roll over)	Portata di fuoriuscita calcolata utilizzando le ipotesi riportate da UNI EN 1473, Appendice B

Metodi per la Conduzione delle Analisi degli Eventi Incidentali

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

Valutazione delle Frequenze di Occorrenza degli Eventi Base

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

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

Tabella 16: Probabilità di Rottura Tubazioni - API RP 581 (Ed. 2000)

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

Tabella 17: Probabilità di Rottura di Apparecchiature - API RP581 (ed. 2000)

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

Nel presente Rapporto si è preferito mantenere la valutazione su dati di letteratura, pur conservativa, senza adottare fattori di correzione su base qualitativa, e riservarsi analisi più approfondite sulla effettiva probabilità di rilascio solo in quei casi in cui un evento incidentale si dimostri particolarmente critico.

In tale maniera le conclusioni tratte, con riferimento ai criteri di sicurezza del D.M. 9 Maggio 2001 per la accettabilità degli usi del suolo attorno ad impianti a rischio di incidente rilevante, possono essere considerate in favore di sicurezza.

Come riportato nelle tabelle, i dati di frequenza di rilascio sono forniti per quattro diametri di rottura: 1/4", 1", 4" e rottura "full bore" (foro a ghigliottina, o a bocca piena, pari al diametro di tubazione). Date le caratteristiche costruttive e di layout dell'impianto si ritiene che ipotesi di rottura casuale a bocca piena ("full bore") siano associabili ad eventualità così remote da costituire comunque un contributo marginale al rischio complessivo e possano pertanto essere ritenute trascurabili.

Per i casi di rilascio dovuti a rottura tubazione sono state considerate le seguenti due dimensioni di rottura:

- Diametro del foro di rottura pari al 20% del diametro della tubazione;
- Diametro del foro di rottura pari al 5% del diametro della tubazione.

La frequenza complessiva di accadimento di ciascuno dei due casi di rottura considerati è ottenuta tramite addizione delle frequenze derivanti dalla metodologia API 581. In particolare:

- la somma delle frequenze per rottura 4" e rottura full bore è stata associata al caso rappresentativo di rottura del 20% del diametro di tubazione;
- la somma delle frequenze per rottura 1/4" e rottura 1" è stata associata al caso rappresentativo di rottura del 5% del diametro di tubazione.

Le frequenze di rilascio utilizzate sono quelle 'base', non corrette per tenere conto dell'effetto migliorativo di misure progettuali, di ispezione, controllo etc. Ciò consente di ottenere una stima conservativa della frequenza di incidente.

La probabilità di accadimento degli eventi incidentali dovuti a deviazioni dei parametri di processo, è stata stimata con la tecnica degli alberi dei guasti. In conformità a quanto presentato nel NOF 2005 è stato considerato come rappresentativo l'evento di roll-over. Lo sfiato delle PSV collettate a torcia non viene analizzato perché le torce saranno dimensionate per garantire lo scarico in sicurezza. La frequenza di occorrenza del Top Event è stata calcolata applicando la metodologia degli alberi di guasto ed utilizzando il programma Astra (Infocon, 2004). I ratei di guasto, i tempi di riparazione e test di tutti i componenti riportati nell'albero di guasto considerato per il calcolo del Top Event, nonché l'albero di guasto e le stampe dell'analisi effettuata (dati di input e risultati) sono riportate nell'Appendice C.4.1-1.

Come riportato al Paragrafo B.3.3, la condotta criogenica che scorre lungo il Pontile Solvada e poi a terra, trasferendo il GNL dalla nave al Terminale, sarà realizzata con tecnologia "pipe-in-pipe" (a doppio tubo), allo scopo di consentire il trasporto del prodotto minimizzando la possibilità di rilasci. Questo tipo di tubazione garantisce quindi, oltre alla protezione della tubazione interna di trasferimento del GNL da eventi esterni, anche il contenimento totale del GNL in caso di rilascio dalla tubazione interna (analogamente al contenimento totale per i serbatoi a doppio contenimento).

L'analisi delle cause di guasto con riferimento al sito ed alla tecnologia adottata (doppio tubo) porta a ritenere non credibili rilasci per questa condotta.

Per quanto riguarda il tratto che scorre lungo il Pontile Solvada, è stata analizzata la probabilità di rottura per l'impatto di una nave sul Pontile. In questo caso infatti l'impatto potrebbe avere una forza tale da rompere entrambi gli involucri della condotta.

La frequenza di collisione tra navi e pontile è stata valutata con uno studio di dettaglio apposito, riportato in Allegato I.11.

Lo studio ha considerato le diverse classi di stazza delle navi e la possibilità che la nave non urti contro il pontile per effetto della batimetria.

Risulta che navi di stazza in grado di danneggiare il pontile possano impattare la struttura a partire da circa 830 m di distanza dalla costa con frequenze variabili da circa 6 E-05 eventi/anno a 3 E-04 eventi/anno in funzione della distanza dalla costa.

Nelle analisi si è considerato un valore globale di 1 E-04 ev/anno applicato all'intera sezione di pontile soggetta a possibile danno.

La collisione in mare aperto tra navi dedicate al terminale e navi in transito non è oggetto del presente Rapporto di Sicurezza poiché non costituisce una causa di incidente rilevante al Terminale ed alle sue strutture.

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

Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali causati da un rilascio sono calcolate mediante Alberi degli Eventi, utilizzando opportune probabilità per innesco e condizione atmosferica.

Taglio delle Frequenze per gli Scenari Considerati Credibili

Tra gli scenari incidentali individuati, sono stati esclusi dalla analisi quelli ritenuti non credibili, ovvero quelli caratterizzati da una frequenza di accadimento inferiore a 1.00E-7 eventi/anno.

La adozione di tale valore soglia è giustificata dal fatto che il D.M. 9 Maggio 2001, "Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante" prevede la valutazione della compatibilità per scenari incidentali con frequenze inferiori a 1.00 E-6 eventi/anno, il valore soglia proposto pertanto è congruente con il requisito di legge.

Inoltre, altri Paesi della comunità Europea adottano per la valutazione della compatibilità territoriale valori di rischio individuale pari a 1.00 E-6 eventi/anno; la adozione del valore soglia proposto pertanto è ampiamente congruente anche con tali criteri.

1.C.1.4.1.2 Valutazione delle Frequenze Attese di Accadimento degli Eventi e Individuazione degli Scenari Incidentali

L'individuazione degli eventi incidentali, effettuata mediante i metodi descritti in precedenza, ha portato ad individuare i casi riassunti nelle seguenti Tabelle.

Nelle tabelle sono date le frequenze di accadimento degli eventi incidentali iniziatori (rilasci). Gli eventi sono suddivisi in "perdite di contenimento" e in rilasci legati ad anomalie di processo.

Si precisa che le frequenze di accadimento degli eventi incidentali da 8G a 11G (eventi per anno) sono calcolate considerando quanto segue:

- No. 100 trasporti di GNL all'anno con metaniere da 140,000 m³. Si stima che ciascuna operazione di scarico abbia una durata di circa 12 ore. Di conseguenza le frequenze relative a rilasci durante le operazioni di scarico GNL sono relative a un tempo di scarico totale di 1200 ore all'anno;
- No. 35 bettoline di GNL all'anno. Annualmente potranno approdare presso il pontile bettoline per un numero massimo di 35, per una capacità complessiva annuale massima corrispondente a 350.000 m³ liquidi. Considerando la portata di carico di progetto (1000 m³/ora) il tempo necessario a caricare le bettoline sarà fino a 350 ore/anno. Per tenere conto di eventuali transitori, al fine di stimare le frequenze relative a rilasci durante le operazioni di scarico GNL si è considerato conservativamente un tempo di scarico totale fino a 420 ore all'anno;
- No. 6240 autocisterne di GNL all'anno. Si considera un numero medio giornaliero pari a 20 autocisterne. Si stima che ciascuna operazione di carico abbia una durata di circa 1 ora e 45 minuti. Tale durata si applica per autocisterne di tipo "caldo" che necessitano di 60 minuti per la messa in temperatura e 45 minuti per il riempimento. Nel caso di autocisterne "fredde" il tempo di carico si riduce a 45 minuti. Allo scopo di stimare le frequenze di occorrenza degli scenari, a favore di sicurezza è stato considerato il tempo massimo di carico di una autocisterna "calda" per la totalità delle autocisterne. Di conseguenza le frequenze relative a rilasci durante le operazioni di carico autocisterne sono relative a un tempo di carico totale di 10,920 ore all'anno.

Le frequenze di rilascio relative ai sistemi di processo del Terminale, in funzionamento continuo, sono relative a 8760 ore/anno.

Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali identificati mediante la Alberi degli Eventi sono riportate per ogni evento al Paragrafo C.4.2.

Tabella 18: Valutazione delle Frequenze Eventi Base (Perdite di Contenimento)

Descrizione Evento		Frequenza di accadimento (ev./anno)		
		Note:	Rottura 20% diametro	Rottura 5% diametro
1G	Rilascio di GNL sul pontile dalla valvola PERC per distacco intempestivo dei bracci di scarico	Dati ricavati da (TNO, 1999)	6.00 E-03	
2G	Rilascio di GNL dal braccio di scarico	Rilascio da 10% sezione braccio (ACDS)	3.04 E-02	
3G	Rilascio di GNL dalla linea di scarico nel tratto sul pontile durante la fase di ricircolo (Rilascio da rottura totale per impatto navale)	Rottura a ghigliottina della condotta	1.00 E-04	
4G	Rilascio di GNL dalle tubazioni 14" di uscita dal serbatoio	2 serbatoi	2.46 E-05	1.97 E-05
5G	Rilascio di gas naturale (gas di boil-off) dalle tubazioni 6" a valle dei compressori		1.80 E-02	1.81 E-03

Descrizione Evento		Frequenza di accadimento (ev./anno)		
		Note:	Rottura 20% diametro	Rottura 5% diametro
6G	Rilascio di GNL dalla tubazione 14" di invio GNL ad alta pressione ai vaporizzatori	Rilascio nell'area terminale GNL	1.10E-04	9.07E-04
7G	Rilascio di gas naturale della tubazione 28" di uscita gas		4.90E-06	4.30E-05
8G	Rilascio di GNL sul pontile dalla valvola PERC per distacco intempestivo del braccio di carico Bettolina	Riferimento: TNO, 1999	2.10 E-03	
9G	Rilascio di GNL dal braccio di carico Bettoline	Riferimento: ACDS, 1991	2.66 E-03	
10G	Rilascio di GNL da braccio di carico autocisterne	Riferimento: TNO, 1999	3.28 E-04	
11G	Rilascio di GNL dalle tubazioni 6" del collettore GNL alle pensiline di carico	Rilascio nell'area Terminale GNL	1.80 E-05	1.80 E-04

Frequenze Eventi Iniziatori dovuti ad Anomalie di Processo

Quale evento iniziatore dovuto ad anomalie di processo è stato individuato l'Evento 12G, "sovrapressione nel serbatoio di stoccaggio GNL".

Il serbatoio è protetto da valvole di sicurezza che scaricano il gas a torcia definite scarico di primo livello e da valvole di sicurezza disposte sul tetto del serbatoio che scaricano gas all'atmosfera.

Il serbatoio è protetto dalla sovrapressione mediante valvole di sicurezza. Sono installati due sistemi di scarico sovrapressione indipendenti, ognuno costituito da quattro PSV. Al primo livello di pressione quattro PSV scaricano il gas in torcia, nel caso queste quattro PSV non si aprano e non sia possibile lo scarico a torcia, al raggiungimento di una seconda soglia di pressione scattano altre quattro PSV che scaricano in atmosfera. Il sistema di PSV con scarico a torcia non è ancora riportato sui PFD di progetto.

Il rilascio per sovrapressione dalle PSV sul tetto del serbatoio potrà quindi aversi in caso di accadimento del roll-over e contemporaneo malfunzionamento delle quattro PSV che scaricano a torcia.

Il roll-over può accadere:

- in fase di holding (ricircolo), se venisse a mancare il corretto ricircolo del GNL a causa di una chiusura spuria di una valvola sulla mandata del ricircolo oppure del blocco delle pompe di ricircolo per malfunzionamento: ciò porterebbe quindi a una stratificazione del GNL stoccato e conseguente roll-over e sovrapressione, oppure;
- in fase di scarico del GNL da nave gasiera, se venisse a mancare il corretto controllo dei livelli di densità all'interno dei serbatoi e se si avesse quindi una errata distribuzione del carico che causasse stratificazione del GNL e conseguente roll-over e sovrapressione. L'evento in questo caso si verifica solo durante l'operazione di riempimento di un serbatoio da nave gasiera.

La stima delle frequenze di occorrenza dell'evento è stata valutata attraverso la tecnica degli Alberi di Guasto. Per calcolare la frequenza di occorrenza finale dell'evento sovrappressione nel serbatoio di stoccaggio GNL, sono stati costruiti tre alberi:

- Albero di Guasto 12G-A – mancato ricircolo GNL nei serbatoi durante la fase di holding (ricircolo);
- Albero di Guasto 12G-B mancato controllo della densità del GNL nel serbatoio durante lo scarico da nave;
- Albero di Guasto 12G-C – accadimento di uno dei due scenari di cui sopra e contemporaneo mancato funzionamento delle PSV di scarico a torcia.

Nel caso dell'albero di guasto 12G-B il controllo della densità del GNL all'interno del serbatoio è stato assunto che sia effettuato mediante controllo di temperatura..

Dal risultato dell'albero di guasto 12G-A, si conclude che il mancato ricircolo del GNL nel serbatoio ha una frequenza di $5,47 \text{ E-}05 \text{ ev./anno}$

Dal risultato dell'albero di guasto 12G-B, si conclude che il mancato controllo della densità durante la fase di carico/scarico su nave, causata da un malfunzionamento dei sensori e da un fallimento di tutte le protezioni presenti, ha una frequenza pari a $3,88 \text{ E-}05 \text{ ev./anno}$.

La frequenza di occorrenza dell'Evento 12G, calcolata con l'albero di guasto 12G-C, risulta quindi pari a $1,22 \text{ E-}06 \text{ ev./anno}$.

Gli alberi di guasto e le stampe dell'analisi effettuata (dati di input e risultati) sono riportate nell'Appendice C.4.1-1.

C.4.2 Stima delle Conseguenze degli Scenari Incidentali

L'analisi di rischio effettuata ha fatto riferimento alla norma UNI EN 1473 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra" (EN 1473) e l'analisi delle conseguenze è stata condotta con l'ausilio del programma di calcolo PHAST Professional 6.54 sviluppato dalla Det Norske Veritas (DNV).

Condizioni Meteorologiche

I calcoli delle conseguenze sono stati condotti considerando le condizioni meteorologiche prevalenti nella zona, riportati al Paragrafo C.1.3:

- 5D: velocità del vento pari a 5 m/s e Categoria di stabilità neutra (classe D);
- 2F: velocità del vento pari a 2 m/s e Categoria di stabilità stabile (classe F).

Per il calcolo delle conseguenze, la temperatura ambiente è stata assunta pari a 16 °C e l'umidità relativa pari al 60%.

Soglie di Danno di Riferimento

I Valori di Riferimento per la valutazione degli effetti sono riportati nella seguente Tabella, congruentemente con quanto richiesto dalla normativa vigente:

Tabella 19: Soglie di Danno - Valori di Riferimento

Soglie di Danno a Persone e Strutture		Livello di Danno				
		Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti Domino
Scenario Incidentale	Incendio (radiazione termica stazionaria)	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12.5 kW/m ² ⁽⁶⁾
	Flash-Fire ⁽¹⁾ (radiazione termica istantanea)	LFL ⁽²⁾	0,5 LFL	---	---	---
	UVCE ⁽³⁾ (Sovrappressioni di picco)	0.3 bar (0.6 bar in spazi aperti)	0.14 bar	0.07 bar	0.03 bar	0.3 bar
	Rilascio tossico	LC50 30 min ⁽⁴⁾	---	IDLH ⁽⁵⁾	---	---
	Fireball/BLEVE	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	100 m da parco bombole 600 m da stoccaggio in sfere 800 m da stoccaggio in cilindri ⁽⁷⁾

NOTE

- (1) Flash-Fire = Incendio di vapori infiammabili.
- (2) LFL = Limite inferiore di infiammabilità.
- (3) UVCE = Esplosione non confinata.
- (4) LC₅₀ = Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti. Il valore di LC₅₀ utilizzato è quello relativo all'uomo per esposizione di 30 minuti.
- (5) IDLH = Concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute.
- (6) Valore valido per serbatoi standard. Per le altre apparecchiature viene assunto il valore di 37.5 kW/m².
- (7) Distanze minime a cui si attendono effetti domino in caso di Fireball o BLEVE (riferimento legislativo D.M. 15/05/1996).

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

Criteri per la Valutazione degli Effetti Domino da Irraggiamento

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

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

La stima degli effetti domino a seguito di irraggiamento è effettuata secondo i criteri riportati in Tabella A.1 all'Appendice A del D.L.vo 105/15, che per maggiore chiarezza è riportata di seguito.

La Tabella riporta la probabilità di effetto domino in funzione dell'effetto sorgente.

Tabella 20: Probabilità di Effetto Domino – Irraggiamento

Effetto sorgente	Probabilità di effetto domino	Nota
Interessamento da Jet-Fire con durata inferiore a 5 min.	0	
Interessamento da Jet-Fire con durata tra 5 e 10 min.	0.5	
Interessamento da Jet-Fire con durata superiore a 10 min	1	
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min o interessamento da Pool Fire con durata inferiore a 10 min.	0	(1)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min o interessamento da Pool Fire con durata superiore a 10 min (per obiettivi tipo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	1	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min o interessamento da Pool Fire con durata superiore a 10 min (per obiettivi tipo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni)	0.5	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	1	(2)
Irraggiamento inferiore a 12.5 kW/m ²	0	(1)
Irraggiamento fra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento fra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min	Vedi nota	(3)
Irraggiamento fra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	Vedi nota	(3)

NOTE:

- (1) Salvo i casi in cui si ipotizzabile una propagazione dell'incendio a causa di materiale strutturale o componentistico infiammabile (es. pennellature di materiale plastico) ovvero un danneggiamento componenti particolarmente vulnerabili (es. recipienti o tubazioni in vetroresina, serbatoi o tubazioni con rivestimenti plastici etc.)
- (2) Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione attivi (raffreddamento) automatici o manuali, aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di efficacia per tutta la durata dell'effetto sorgente, le probabilità di effetto domino ne dovranno tener conto. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fireproofing, interrimento, barriere tagliafiamme) le probabilità di effetto domino sono trascurabili per durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello eventuale di resistenza del sistema
- (3) Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di irraggiamento.

La valutazione dell'effetto domino dipende dalla durata del rilascio che coinvolge l'apparecchiatura a rischio.

Durate dei Rilasci

Per il calcolo del quantitativo totale rilasciato è necessario valutare la durata del rilascio. Questo valore corrisponde al tempo di intervento necessario per isolare la sezione più la durata dello svuotamento della sezione intercettata. Il tempo di intervento per la intercettazione, funzione dei dispositivi di protezione presenti ed in linea con quanto citato dal DM del 15/05/96, Ministero dell'Ambiente "Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di GPL" e dalla "Guida del Ministero dell'Interno alla lettura, all'Analisi ed alla Valutazione dei Rapporti di Sicurezza", è stimato come segue:

Tabella 21: Valori Guida per la Stima del Tempo di Intervento nella Quantificazione delle Conseguenze di uno Scenario Incidentale

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

Criteri per la Valutazione dello Scenario Esplosione

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

Criteri per la Valutazione degli Effetti Domino da Sovrapressione

Premesso che dall'analisi delle frequenze di occorrenza degli scenari incidentali, non risulta formazione di massa infiammabile superiore a 1500 kg per nessun evento, e sono quindi da escludere per frequenza scenari di esplosione, per completezza si riporta nel seguito la tabella a riferimento per il calcolo della probabilità di effetti domino da sovrappressione.

Tabella 22: Probabilità di Effetto Domino – Sovrappressione

Effetto sorgente	Probabilità di effetto domino	Nota
Sovrappressione inferiore a 0.3 bar	0	
Sovrappressione superiore a 0.6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	1	(1)
Sovrappressione superiore a 1.0 bar per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni)	1	(1)
Sovrappressione tra 0.3 e 0.6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	Vedi nota	(2)
Sovrappressione tra 0.3 e 1.0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	Vedi nota	(2)

NOTE:

- (1) Per la distinzione tra apparecchiature atmosferiche e in pressione, si può fare riferimento alla pressione di progetto, che per apparecchiature in pressione deve essere superiore a 2 bar assoluti.
- (2) Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di sovrappressione.

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

Gli scenari incidentali derivanti da un evento iniziatore sono individuati mediante la tecnica degli Alberi degli Eventi. Gli stessi Alberi degli Eventi consentono il calcolo della probabilità di accadimento di ogni singolo scenario e ne descrivono l'evolversi considerando:

- la presenza di sensori di rilevamento perdite;
- la presenza di dispositivi di mitigazione;
- l'azionamento o meno delle protezioni (ove presenti);
- presenza di sensori di rilevamento gas e/o sensori di esplosività,
- presenza di protezioni attive/passive.
- possibilità di innesco;
- possibilità di avere esplosione o Flash Fire.

La probabilità di esplosione (UVCE) dipende essenzialmente dalla geometria del luogo ove la nube si estende e dalla massa entro i limiti di esplosività; sulla base della letteratura tecnica internazionale e secondo quanto suggerito dal D.M. del 20/10/1998 relativo a liquidi infiammabili e dal D.M. 15/5/1996 relativo a depositi di GPL, si considera possibile la esplosione in ambiente parzialmente confinato, quale quello di impianto, quando la quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 1.5 tonnellate.

Entrambi i decreti infatti considerano che la probabilità di avere Esplosione sia trascurabile se la quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità è inferiore a 1.5 t in ambiente parzialmente confinato; il D.M. 15/5/1996 aggiunge che in ambiente non confinato tale quantità soglia è aumentata a 5 t.

La soglia di 1.5t è quindi considerata valida per un ampio spettro di sostanze in fase gassosa, dalla frazione evaporante dei combustibili liquidi ai GPL.

Per il caso particolare del Gas Naturale, la sua reattività e in particolare la massima velocità di propagazione della fiamma laminare nella nube sono simili a quelle dell'etano e del propano (0.448 m/s rispetto a 0.476 e 0.464 rispettivamente, TNO 1997), e pertanto il comportamento di una nube esplosiva composta prevalentemente di metano non si discosterà significativamente, se non nel senso di una ancora minore propensione allo sviluppo di una esplosione, da quello di una nube ad esempio di etano e propano.

Sulla base delle indicazioni disponibili in letteratura, per quanto riguarda la probabilità di innesco immediato di rilasci di fluidi infiammabili si è fatto riferimento alla seguente tabella:

Tabella 23: Probabilità di Innesco Immediato

Portata del Rilascio (kg/s)	Probabilità di Innesco Immediato	
	Rilascio Liquido	Rilascio Gassoso
< 1	0.01	0.01
1 ÷ 50	0.03	0.07
> 50	0.08	0.30

In caso di mancato innesco immediato del fluido rilasciato, si formerà una nube infiammabile che può dare luogo, se innescata, a esplosione (UVCE) o a combustione rapida (Flash Fire), in funzione della quantità di sostanza infiammabile e delle condizioni di confinamento presenti. La probabilità di innesco ritardato e di sviluppo del fenomeno in uno degli scenari ipotizzabili (UVCE o Flash Fire), ricavate dalla letteratura sull'argomento, sono date nelle tabelle seguenti.

Tabella 24: Probabilità di Innesco Ritardato

Massa Infiammabile (kg)	Probabilità di Innesco Ritardato
< 100	0.001
100 ÷ 1000	0.01
> 1000	0.1

Tabella 25: Probabilità di Esplosione/Flash Fire

Massa Infiammabile (kg)	Probabilità di Esplosione se innescata	Probabilità di Flash Fire se innescata
< 1500	0	1
≥ 1500	0.099	0.901

Le condizioni di processo, cui si fa riferimento per la valutazione degli effetti, sono prese pari alle condizioni operative nel tratto di tubazione in cui si ipotizza la rottura.

Localizzazione e Direzione dei rilasci.

I rilasci da sezioni di impianto sono stati localizzati alle quote del pipe rack. I rilasci sul pontile o dalle linee di trasporto a terra sono fatti a livello del suolo o del pontile. Relativamente alla modellazione dei rilasci è stata considerata una orientazione del rilascio a 45° rispetto al suolo.

Calcolo delle Conseguenze degli Scenari Incidentali

Nel seguito sono riportate la descrizione quantitativa degli Scenari incidentali ed i risultati delle analisi delle conseguenze per ciascun evento incidentale. In particolare, vengono riportati:

- ipotesi di rilascio e condizioni di riferimento (dati di Input);
- portata di efflusso;
- frequenze dei singoli scenari incidentali derivanti da albero degli eventi;
- massa entro i limiti di esplosività;
- diametro di pozza ed altezza di fiamma (per i Pool Fire);
- lunghezza di fiamma (per i Jet Fire);
- distanze sottovento agli effetti soglia.

Le distanze sono riferite a:

- Flash Fire: distanza dal punto di rilascio,
- Pool Fire: distanza da centro pozza,
- Jet Fire: distanza dal punto di rilascio.

Gli Alberi degli Eventi utilizzati per la definizione degli scenari sono riportati in Appendice C.4.1, mentre le mappe delle conseguenze sulla planimetria di impianto sono riportate in Appendice C.4.3.

L'analisi delle conseguenze effettuata ha tenuto conto della presenza degli insediamenti limitrofi tra cui il pontile di carico dell'etilene e gli impianti INEOS e Solvay.

Evento 1G – Rilascio di GNL sul pontile dalla valvola PERC per distacco intempestivo dei bracci di scarico

Questo scenario ipotizza un distacco dei bracci di scarico per un'improvvisa manovra di distacco della gasiera. In questo caso il sistema di sicurezza del braccio (ERS) attuerà la fermata delle pompe nave su segnale di eccessivo allungamento del braccio. Successivamente si chiuderanno le due valvole di blocco poste lato nave e lato pontile e quindi sarà attuato il meccanismo di sgancio del braccio.

Il rilascio risultante sarà la fuoriuscita dell'intero volume di GNL compreso tra le valvole PERC dai bracci di scarico.

Il volume di GNL tra le valvole PERC è inferiore a 50 litri. La fuoriuscita massima dai quattro bracci di carico è quindi inferiore a 0.5 m^3 .

Valutazione delle Conseguenze

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi i cui risultati sono riportati in Tabella 26.

Nella tabella seguente sono riportate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali.

Per scenari le cui conseguenze non variano significativamente con le condizioni meteorologiche (ad esempio Pool Fire o Jet Fire) viene riportata la frequenza di accadimento totale, attribuita alla classe meteorologica che fornisce le conseguenze anche se di poco più conservative.

Gli scenari incidentali possibili sono l'innesco immediato del rilascio, con formazione di un 'fireball', o l'innesco ritardato. In quest'ultimo caso l'evento con le distanze di danno maggiori è il Flash Fire. Il Pool Fire, date le ridotte dimensioni della pozza e la sua rapida

evaporazione, non è considerato un evento rilevante. La quantità di gas in zona esplosiva è molto limitata e non in grado di sostenere una esplosione.

In questo caso, come in tutti i rilasci di GNL su acqua, è possibile il fenomeno della Transizione Rapida di Fase (Rapid Phase Transition, RPT). Il fenomeno della RPT, da non confondersi con la evaporazione di pozza, è stato studiato in campagne sperimentali ed è stato osservato in alcuni rilasci accidentali e consiste nella evaporazione pressoché istantanea della massa di gas liquefatto per ebollizione nucleata a contatto con l'acqua, con conseguente formazione di una onda di pressione dovuta alla rapida transizione dallo stato liquido allo stato gassoso del prodotto.

Si è osservato che la possibilità di RPT, fenomeno per il quale ad oggi non sono comunemente disponibili modelli analitici di valutazione, dipende dalla composizione del gas liquefatto (per rilasci di piccola entità si è rilevato che una alta percentuale di metano nel GNL rende non possibile la formazione di RPT), dalla differenza di temperatura tra il prodotto rilasciato e l'acqua.

Una analisi dello stato dell'arte relativo al fenomeno della RPT è riportata in Pitblado, 2004; Niedelka et al., 2003; Sandia, 2004. Le osservazioni sperimentali e l'esperienza dei rilasci accidentali concordano sul fatto che le sovrapressioni registrate in caso di RPT sono limitate e non in grado di causare danni ad attrezzature anche nelle vicinanze.

Si può quindi escludere la possibilità di danni per RPT alla zone di attracco ed alla nave gasiera stessa. A maggior ragione non sono ipotizzabili conseguenze di alcun tipo a terra.

Il fenomeno di RPT non verrà quindi ulteriormente considerato come evento rilevante in caso di rilascio di GNL a mare.

L'evento di dispersione senza innesco non è considerato tra gli scenari incidentali poiché il gas non contiene componenti tossici.

Tabella 26: Evento 1G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Frequenza di accadimento evento [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
		Condizioni meteo	
		2F	5D
6.0E-03	Pool Fire	4.80E-04	
	Flash Fire	1.66E-06	3.86E-06
	Esplosione	-	-

Le conseguenze degli scenari incidentali sono calcolate per gli eventi credibili, ovvero quelli per i quali la frequenza di accadimento è superiore a 1.0E-07 /anno.

Pool Fire

In caso di innesco della pozza (del diametro massimo di 15 metri) quando essa ha raggiunto la sua massima estensione si ha lo sviluppo di un incendio di pozza, a cui sono associate le distanze di irraggiamento riportate nella tabella seguente. Data la estensione della pozza, la durata del Pool Fire sarà estremamente breve (inferiore al minuto).

Tabella 27: Evento 1G – Irraggiamento Termico da Pool Fire

Diametro della pozza [m]	Condizioni atmosferiche	Distanza in metri a:				
		37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
15	2F/5D	32	66	82	93	113

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas.

E' stata ipotizzata una rugosità del terreno tipica per la superficie del mare per ottenere una stima realistica della dispersione sul mare aperto.

Tabella 28: Evento 1G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
2F	119	242
5D	102	145

Effetti su Persone e Strutture

Le distanze di danno associate all'evento sono tali da non interessare zone abitate (distanza dalla costa maggiore di 2 km) né da coinvolgere una nave etileniera eventualmente attraccata (distanza dall'attracco etileniere pari a 430 m).

Evento 2G – Rilascio di GNL dal braccio di scarico

Si ipotizza un rilascio causato da una fuoriuscita dal sistema bracci di scarico.

È stato preso in considerazione una rottura di diametro pari a 41 mm (10% del diametro del braccio) quale caso rappresentativo per questo tipo di fuoriuscita.

Gli scenari risultanti sono riportati in Tabella 29. Il fenomeno dell' RPT è discusso in relazione al caso di rilascio 1G.

La quantità di gas in zona esplosiva è molto limitata e non in grado di sostenere una esplosione.

Tabella 29: Evento 2G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Diametro della rottura [mm]	Portata di rilascio [kg/s]	Frequenza di accadimento evento [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
				Condizioni meteo	
				2F	5D
41	22	3.04E-02	Jet Fire	9.12E-04	
			Flash Fire	8.85E-06	2.06E-05
			Esplosione	-	-

Le condizioni di processo e la portata di scarico sono riportate nella tabella seguente:

Tabella 30: Evento 2G – Condizioni di Processo

Sezione isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bar g]	Portata [kg/s]
Braccio di scarico DN 16"	Liquido	-159	5.2	385

La durata del rilascio è stata valutata pari a 90 secondi considerando il tempo di rilevazione dell'evento e di attivazione del sistema ESD e il tempo di chiusura delle valvole PERC.

Valutazione delle Conseguenze

La portata di rilascio è calcolata facendo riferimento alle condizioni operative sopra riportate ed è pari a:

Dimensione del foro di rottura (mm)	Portata di Rilascio (kg/s)
10% del diametro di tubazione	22

La portata di rilascio riportata in Tabella permane sino alla intercettazione della linea, che come detto si ipotizza avvenire in 90 secondi, pari al tempo di rilevamento del sistema "Fire & Gas" con conseguente azionamento del sistema ERS, chiusura delle valvole di sezionamento e spegnimento pompe di invio nave.

Successivamente la portata diminuirà dando distanze di danno inferiori a quelle calcolate.

Il prodotto rilasciato vaporizzerà quasi completamente e la frazione di liquido rimasta sarà trascinata sotto forme di goccioline nel getto, dove vaporizzerà rapidamente.

Gli scenari incidentali ipotizzabili sono quindi la dispersione di nube con possibile innesco ritardato (Flash Fire) o il getto incendiato (Jet Fire).

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite Inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas. E' stata ipotizzata una rugosità tipica del mare per ottenere una stima realistica della dispersione sul mare aperto.

Tabella 31: Evento 2G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri a:	
	LFL	½ LFL
2F	260	544
5D	273	407

Le distanze ai valori di irraggiamento termico derivante dall'innesco del rilascio sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 32: Evento 2G – Irraggiamento Termico da Jet Fire

Diametro della rottura [mm]	Condizioni atmosferiche	Lunghezza fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
41	2F/5D	68	36	47	54	60	75

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Appendice C.4.3.

Effetti sul Persone e Strutture

Le distanze di danno associate all'evento sono tali da non interessare zone abitate (distanza dalla costa > 2 km). L'LFL/2 potrebbe coinvolgere la piattaforma di attracco delle etilene. Non sono previsti effetti domino per il Jet Fire a causa della ridotta durata dell'evento, pari a 85 secondi.

Evento 3G - Rilascio di GNL dalla linea di scarico nel tratto sul pontile durante la fase di ricircolo (Rilascio da rottura totale per impatto navale)

Viene considerato il caso di rottura a ghigliottina della linea per impatto di nave contro il Pontile.

Durante le fasi di scarico il Pontile è costantemente presidiato e la presenza di natanti all'interno della zona di sicurezza del Pontile viene individuata tempestivamente sia visivamente da parte del personale che mediante i sistemi di controllo previsti. Ciò consentirà al personale, qualora il natante si trovi in rotta di collisione con il pontile, di azionare il sistema ERS e fare allontanare le navi ormeggiate e rende quindi estremamente improbabile la eventualità che l'impatto avvenga con la tubazione in fase di scarico, consentendo perciò di escludere dagli scenari credibili la rottura a ghigliottina della linea GNL in fase di scarico.

Lo scenario di impatto comporta quindi un rilascio dalla linea del GNL che corre lungo il pontile mentre la condotta è in fase di ricircolo.

Le condizioni operative delle linee da 36” in fase di ricircolo sono riportate nella tabella seguente:

Tabella 33: Evento 3G – Condizioni di Processo

Sezione isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bar a]	Portata [kg/s]
Condotta DN 36” (2200 m. tra le valvole di sezionamento)	Liquido	-159	3.8	110

Lo scenario incidentale ipotizza la rottura di una linea da 36” per un urto con una nave. In questo caso, dopo un breve picco di portata causato dalla depressurizzazione delle linee, la intera portata operativa alimenterà il rilascio, sino alla intercettazione delle linee. Dopo la intercettazione, la portata di rilascio scenderà a valori ridotti con distanze di danno inferiori a quelle calcolate.

La analisi delle conseguenze di incidente è quindi condotta con riferimento ad una portata di rilascio di 110 kg/s, corrispondente alla portata operativa della linea.

La durata di rilascio è pari al tempo di intercettazione della linea, pari a 5 minuti (tempo di azionamento delle valvole di blocco a comando remoto). Dopo tale tempo la portata diminuirà dando distanze di danno inferiori a quelle calcolate.

Poiché la rottura a ghigliottina della condotta è provocata dalla collisione con un mezzo in navigazione, è lecito assumere che si abbia immediatamente l’innesco del fluido rilasciato, formando un getto bifase incendiato. La formazione di una pozza incendiata è esclusa dato che la maggior parte del prodotto rilasciato brucerà come Jet Fire.

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato in Appendice C.4.1.

In tabella si riportano le frequenze di accadimento degli scenari incidentali:

Per la rottura a ghigliottina da impatto si ipotizza l'immediato innesco del rilascio come conseguenza dell'impatto; questa ipotesi di rilascio ha quindi come unico scenario risultante il Jet Fire con frequenza di accadimento pari alla frequenza di collisione. La frequenza di collisione analizzata in Allegato I.11, nell'analisi collisioni navi – pontile è assunta pari a 1.00E-04 eventi/anno.

Tabella 34: Evento 3G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Diametro della rottura [mm]	Portate di rilascio [kg/s]	Frequenza di accadimento evento [ev/anno]	Scenario consequenziale	Frequenza scenario [ev/anno]	
				Condizioni meteo	
				2F	5D
Full bore	366 (portata operativa)	1.0E-04	Jet Fire	3.0E-05	7.0E-05

Le conseguenze del rilasci sono calcolate per il caso di un getto inclinato di 45° rispetto all'orizzontale, non ostacolato, ad una quota di 1 m al di sopra del piano stradale del pontile.

I risultati dell'irraggiamento termico derivante dal Jet Fire sono sintetizzati nella Tabella seguente.

Tabella 35: Evento 3G – Irraggiamento Termico da Jet Fire

Diametro della rottura [mm]	Condizioni atmosferiche	Lunghezza fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Full bore	2F	129	31	119	152	172	215
	5D	126	76	152	191	222	275

I risultati delle analisi sono riportati graficamente all'Appendice C.4.3.

Effetti su Persone e Strutture

Gli irraggiamenti conseguenti a Jet Fire possono raggiungere livelli pericolosi per strutture ad una distanza di 152 metri.

La eventualità di impatto di una nave contro il Pontile con etileniera ancora ormeggiata è da considerare non credibile, per i motivi discussi per il caso di impatto con linea in fase di scarico (il personale presente sul Pontile può rilevare la situazione di pericolo e ordinare l'allontanamento della nave etileniera).

Per quanto riguarda effetti sulle persone a terra, l'analisi della probabilità di impatto di una nave con il Pontile, riportata in Allegato I.11, ha mostrato che la batimetria e le caratteristiche delle navi fanno sì che per i primi 830 metri dalla costa solo natanti di piccolo tonnellaggio possono impattare con il pontile, data la presenza di bassi fondali. L'energia di impatto associata a tali eventi non è sufficiente a dare danno strutturale al Pontile.

Natanti di massa e quindi energia sufficiente a causare danni al pontile possono impattare il Pontile solo a partire da una distanza di 830 metri.

La analisi delle conseguenze ha mostrato che la distanza di danno (lesioni irreversibili) per il Jet Fire da rottura a ghigliottina è inferiore a 200 metri; non si può quindi avere per quanto detto sopra interazione tra un incidente di rottura della linea dovuto ad impatto di nave e la costa.

In conformità a quanto riportato nel documento NOF del 2005, è ipotizzabile la rottura contemporanea della linea etilene, sia per effetto dello stesso urto che per ingolfamento nella fiamma. In questo caso, alla portata di GNL (110 kg/s nel caso di rottura per impatto) si aggiungerebbe la portata di etilene che è di circa 84 kg/s in caso di scarico e di 7 kg/s in caso di ricircolo. L'effetto di questa portata addizionale sul Jet Fire non comporta una variazione sostanziale delle conseguenze.

In caso di urto di nave, la distanza massima a 12.5 kW/m² è pari a 152 metri.

Poiché il rilascio è dovuto ad un evento che è rilevato prima che l'urto avvenga, le navi etileniera e gasiera eventualmente presenti all'ormeggio hanno tempo, rilevata la situazione di potenziale pericolo, di attuare le misure di emergenza (sospensione scarico e attivazione disormeggio e allontanamento in emergenza). Un effetto domino non è pertanto ipotizzabile.

Evento 4G - Rilascio di GNL dalle tubazioni 14" di uscita dal serbatoio

Questo scenario è rappresentativo di una perdita dalla linea del GNL in uscita dai serbatoi di stoccaggio, a valle delle pompe a bassa pressione poste all'interno dei Serbatoi stessi.

Come nei precedenti tratti si sono analizzate le conseguenze di due ipotesi di rilascio corrispondenti a rotture con foro di diametro pari al 20% e 5% del diametro della linea.

Le condizioni di processo della tubazione interessata sono le seguenti:

Tabella 36: Evento 4G – Condizioni di Processo

Sezione isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bar g]	Portata [kg/s]
Tubazione DN 14" (300 m. tra le valvole di sezionamento)	Liquido	-159	10.1	127 (ricircolo)

Le portate di rilascio, calcolate con riferimento alle condizioni operative sopra riportate, sono pari a:

Tabella 37: Evento 4G – Dati di Rilascio

Dimensione del foro di rottura [mm]		Portata di Rilascio [kg/s]	
		Iniziale	Svuotam.
20% del diametro di tubazione	71	73	7
5% del diametro di tubazione	18	4.5	0.5

La portata di rilascio iniziale per il caso di rottura 20% è superiore a quella operativa per il caso di scarico, mentre è inferiore a quella operativa nel caso di ricircolo. Si è conservativamente considerato tale portata come rappresentativa di entrambe le fasi di operazione.

La portata iniziale (71 kg/s per il caso 20%, 4.5 kg/s per il caso 5%) è mantenuta per una durata di 60 secondi pari al tempo di rilevamento del sistema di rilevazione Gas con conseguente azionamento del sistema ERS e chiusura delle valvole di sezionamento e spegnimento delle pompe di invio.

Dopo il sezionamento della condotta la portata di rilascio si riduce rispettivamente a 7 kg/s e 0.5 kg/s con conseguente significativa riduzione della distanza degli effetti.

L'evento si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato nell'Appendice C.4.1, in tabella si riportano le frequenze di accadimento degli scenari incidentali:

La quantità di gas nella massa infiammabile è molto limitata e non in grado di sostenere una esplosione.

Tabella 38: Evento 4G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Diametro della rottura [mm]	Portate di rilascio [kg/s]		Frequenza di accadimento rottura [ev/anno]	Scenario consequenziale	Frequenza scenario [ev/anno]	
	Iniziale	Svuotam.			Condizioni meteo	
					2F	5D
71	73	7	2.46E-05	Jet Fire	7.38E-06	
				Flash Fire	5.22E-08	1.22E-07
				Esplosione	-	-
18	4.5	0.5	1.97E-04	Jet Fire	1.38E-05	
				Flash Fire	5.49E-08	1.28E-07
				Esplosione	-	-

Gli scenari incidentali con frequenza di accadimento credibile sono il Jet Fire per entrambi i diametri di rottura e per entrambe le condizioni meteo e i Flash Fire per la condizione meteo 5D.

Irraggiamento Termico da Jet Fire

I risultati dell'irraggiamento termico derivante dal Jet Fire sono sintetizzati nella Tabella seguente.

Tabella 39: Evento 4G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (pre-intercettazione)

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
71	2F/5D	91	38	93	118	134	170
18	2F/5D	29	N.R.	23	30	35	45

Tabella 40: Evento 4G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (dopo l'intercettazione)

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
71	2F/5D	41	N.R.	32	41	48	60
18	2F/5D	13	N.R.	N.R.	9	11	15

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas.

Tabella 41: Evento 4G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri a:	
		LFL	½ LFL
71	5D	71	93
18	5D	17	27

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Allegato C.4.3.

Effetti sulle Persone e Strutture

Le distanze massime a 12.5 kW/m² e 37.5 kW/m² sono pari nel primo minuto (tempo necessario alla chiusura valvole e/o alla fermata delle pompe sommerse dei serbatoi) rispettivamente a 93 e 38 metri.

Per quanto riguarda in particolare i serbatoi GNL, che possono essere interessati da irraggiamenti superiori a 37.5 kW/m² per rilasci localizzati nei tratti di tubazione in uscita dai serbatoio ed immediatamente adiacenti ad essi, la brevissima durata del rilascio, rende non possibile un effetto domino.

A conferma di ciò la configurazione impiantistica dei serbatoi previsti al Terminale di Rosignano è specificatamente trattata dalle Norme UNI 1473, che non prevedono alcuna misura di protezione incrementale. Inoltre tutti i più recenti serbatoi GNL al mondo presentano la stessa configurazione impiantistica con tubazioni che percorrono la parete del serbatoio senza la necessità di misure di protezione particolari.

La durata del rilascio rende inoltre non possibili effetti domino su apparecchiature in acciaio.

Dopo la intercettazione, la pressione nella tubazione si porta alla tensione di vapore del prodotto con riduzione delle portate di rilascio per il caso più gravoso (20% del diametro) a 7 kg/s (un decimo del valore prima della intercettazione).

Le aree di danno associate si riducono a 32 m per il livello 12.5 kW/m², mentre il livello 37.5 kW/m² non viene più raggiunto. Il totale svuotamento delle linee dopo l'intercettazione richiede circa 22 minuti.

L'area soggetta a irraggiamento superiore a 12.5 kW/m² per una durata sino a 22 minuti può raggiungere, a seconda della localizzazione del rilascio, il serbatoio GNL, il BOG recondenser e il vaporizzatore SCV (normalmente fuori servizio). Il serbatoio GNL è progettato per essere in grado di sopportare un irraggiamento di 32 kW/m² mantenuto per sei ore, il BOG Recondenser e l'SCV sono protetti da sistemi di raffreddamento sia fissi che mobili che saranno dimensionati per una portata di acqua sufficiente a fare fronte agli irraggiamenti calcolati, oltre che dai sistemi di depressurizzazione.

In considerazione delle protezioni previste non si evidenzia la possibilità di effetti domino interni al Terminale.

Le distanze di danno associate agli scenari di Flash Fire e Jet Fire possono interessare l'area industriale esterna al Terminale. La breve durata del Flash Fire e l'estensione degli irraggiamenti, a seguito dell'intercettazione delle linee, rende non ipotizzabili effetti domino al di fuori dell'impianto.

In fase di progettazione successiva dovrà essere sviluppato un piano di emergenza coordinato con gli stabilimenti limitrofi atto a gestire anche questa tipologia di eventi.

I dettagli relativi agli elementi per la pianificazione territoriale ai sensi del D.M. 9 Maggio 2001 sono riportati in Appendice C.5.2.

L'evento non comporta conseguenze per la popolazione all'esterno del sito industriale.

Scenario 5G - Rilascio di gas naturale (gas di boil-off) dalle tubazioni 6" a valle dei compressori

Questo evento è rappresentativo di una perdita dalla linea del gas di boil-off recuperato; la rottura è stata ipotizzata conservativamente a valle dei compressori di boil-off.

Le condizioni operative della linea sono riassunte nella tabella seguente:

Tabella 42: Evento 5G – Condizioni di Processo

Sezione isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bar g]	Portata [kg/s]
Linea gas di Boil-off (mandata compressori)	Gas	-30	8	6.2

L'evento incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato nell'Appendice C.4.1 considerando una lunghezza complessiva di 30 m di tubazione da 10" e tre compressori, si ottiene una frequenza di rilascio di 1.8E-02 e 1.8E-03 eventi/anno rispettivamente per i casi di diametro di rottura 5% e 20% (è da notare che le frequenze di rottura sono dovute per la quasi totalità alla frequenza di rilascio da compressore).

Le portate di rilascio, calcolate con riferimento alle condizioni operative sopra riportate, sono risultate pari a:

Tabella 43: Evento 5G – Dati di Rilascio

Dimensione del foro di rottura [mm]		Portata di Rilascio [kg/s]
20% del diametro di tubazione	51	3
5% del diametro di tubazione	13	0.2

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato nell'Appendice C.4.1, in tabella si riportano le frequenze di accadimento degli scenari incidentali:

La massa infiammabile è molto limitata e non in grado di sostenere una esplosione.

Tabella 44: Evento 5G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Diametro della rottura [mm]	Portate di rilascio [kg/s]	Frequenza di accadimento evento [ev/anno]	Scenario consequenziale	Frequenza scenario [ev/anno]	
				Condizioni meteo	
				2F	5D
51	3	1.81E-03	Jet Fire	1.27E-04	
			Flash Fire	5.05E-07	1.18E-06
			Esplosione	-	-
13	0.2	1.80E-02	Jet Fire	1.80E-04	
			Flash Fire	5.36E-06	1.25E-05
			Esplosione	-	-

Irraggiamento Termico da Jet Fire

Le distanze relative alle soglie di irraggiamento termico derivante da Jet Fire, sostanzialmente analoghe per le due condizioni meteo, sono riportate nella tabella seguente:

Tabella 45: Evento 5G – Irraggiamento Termico da Jet Fire

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
51	2F/5D	23	N.R.	18	23	26	31
13	2F/5D	7	N.R.	5	6	7	9

I risultati delle analisi sono riportati graficamente all'Appendice C.4.3.

Flash Fire

Le distanze raggiunte dal Flash Fire sono trascurabili in ragione delle basse portate di efflusso e non vengono qui riportate.

Effetti su Persone e Strutture

Le distanze massime a 12.5 kW/m² sono pari a 18 e 5 metri nelle due condizioni di rilascio. L'irraggiamento di 37.5 kW/m² non viene raggiunto.

La breve durata degli eventi pari a 1 e 3 minuti non può dare origine ad effetti domino.

Evento 6G - Rilascio di GNL dalla tubazione 14" di invio GNL ad alta pressione ai vaporizzatori

Questo evento è rappresentativo di una perdita dalla linea del GNL in uscita dal sistema di pompaggio ad alta pressione e invio GNL ai vaporizzatori.

Come nei precedenti tratti si sono analizzate le conseguenze di scenari incidentali da rotture della tubazione con foro di diametro pari al 20% e 5% del diametro della stessa.

Le condizioni operative della linea sono riassunte nella tabella seguente:

Tabella 46: Evento 6G – Condizioni di Processo

Sezione Isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bar g]	Portata [kg/s]
Tubazione DN 14" (65 m. tra le valvole di sezionamento)	Liquido	-152	84.6	237

E' da notare che la linea di trasferimento GNL ad alta pressione alimenta i Vaporizzatori GNL.

Le portate di rilascio, calcolate con riferimento alle condizioni operative sopra riportate, sono pari a:

Tabella 47: Evento 6G – Dati di Rilascio

Dimensione del foro di rottura [mm]		Portata di Rilascio [kg/s]	
		Iniziale	Svuotam.
20% del diametro di tubazione	71	208	21
5% del diametro di tubazione	18	13	1

Per il foro di diametro 71 mm è stata determinata una portata di efflusso pari a 208 kg/s fino al sezionamento della linea e quindi una portata di 21 kg/s per il tempo di svuotamento della linea. Con foro da 18 mm è risultata una portata di efflusso pari a 13 kg/s fino al rilevamento e quindi 1 kg/s per la linea sezionata.

La portata di rilascio iniziale pari a 208 kg/s è stata modellata per una durata di 60 secondi pari al tempo di rilevamento del sistema ERS con conseguente azionamento del sistema ESD chiusura delle valvole di sezionamento e spegnimento pompe di invio. Dopo il sezionamento della condotta la portata di rilascio si riduce a 21 kg/s o 1 kg/s nei due casi considerati, con conseguente significativa riduzione della distanza degli effetti, per una durata di 30 minuti per il rilascio delle dimensioni pari al 20%.

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato nell'Appendice C.4.1.

Le frequenze di accadimento dei rilasci sono state calcolate considerando 300 m di tubazione; 5 pompe (assimilate a recipienti in pressione, trattandosi di pompe verticali a motore sommerso).

In tabella si riportano le frequenze di accadimento degli scenari incidentali:

La massa infiammabile è molto limitata e non in grado di sostenere una esplosione.

Tabella 48: Evento 6G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Diametro della rottura [mm]	Portate di rilascio [kg/s]		Frequenza di accadimento evento [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
	Iniziale	Svuotam.			Condizioni meteo	
					2F	5D
71	208	21	1.10E-04	Jet Fire	3.29E-05	
				Flash Fire	2.32E-07	5.42E-07
				Esplosione	-	-
18	13	1	9.07E-04	Jet Fire	6.35E-05	
				Flash Fire	2.53E-07	5.90E-07
				Esplosione	-	-

Irraggiamento Termico da Jet Fire

Le distanze relative alle soglie di irraggiamento termico derivante da Jet Fire, sostanzialmente analoghe per le due condizioni meteo, sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 49: Evento 6G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (prima dell'intercettazione)

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
71	2F/5D	127	74	140	175	203	253
18	2F/5D	39	N.R.	35	47	53	67

Tabella 50: Evento 6G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (dopo l'intercettazione)

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
71	2F/5D	60	N.R.	51	64	75	96
18	2F/5D	19	N.R.	N.R.	17	19	25

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite Inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas.

Tabella 51: Evento 6G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri a:	
		LFL	½ LFL
71	2F	121	161
	5D	49	105
18	2F	12	16
	5D	12	17

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Appendice C.4.3 al presente documento.

Effetti su Persone e Strutture.

Le distanze massime a 12.5 kW/m^2 e 37.5 kW/m^2 sono pari rispettivamente a 140 e 74 metri, per 60 secondi (tempo necessario alla chiusura valvole e/o alla fermata delle pompe).

Questa durata rende non ipotizzabile un effetto domino sulle apparecchiature eventualmente esposte. Dopo tale tempo la pressione nella tubazione si porta alla tensione di vapore del prodotto con riduzione delle portate di rilascio per il caso più gravoso (20% del diametro) a 21 kg/s (un decimo del valore prima della intercettazione).

Le aree di danno associate si riducono a 51 m per il livello 12.5 kW/m^2 , mentre il livello 37.5 kW/m^2 non viene più raggiunto.

L'area soggetta a irraggiamento superiore a 12.5 kW/m^2 per una durata sino a 30 minuti (la breve durata del Jet Fire prima della intercettazione non rende ipotizzabili effetti domino) può raggiungere, a seconda della localizzazione del rilascio, il BOG recondenser, il vaporizzatore SCV (normalmente fuori servizio), i vaporizzatori ORV.

Le apparecchiature sono protette da sistemi di raffreddamento sia fissi che mobili che saranno dimensionati per una portata di acqua sufficiente a fare fronte agli irraggiamenti calcolati, oltre che dai sistemi di depressurizzazione.

In considerazione delle protezioni previste non si evidenzia la possibilità di effetti domino interni al Terminale.

Le distanze di danno associate agli scenari di Flash Fire e Jet Fire possono interessare l'area industriale esterna al Terminale. La breve durata del Flash Fire e l'estensione degli irraggiamenti, a seguito dell'intercettazione delle linee, rende non ipotizzabili effetti domino al di fuori dell'impianto.

In fase di progettazione successiva dovrà essere sviluppato un piano di emergenza coordinato con gli stabilimenti limitrofi atto a gestire anche questa tipologia di eventi.

I dettagli relativi agli elementi per la pianificazione territoriale ai sensi del D.M. 9 Maggio 2001 sono riportati in Appendice C.5.2.

L'evento non comporta conseguenze per la popolazione all'esterno del sito industriale.

Evento 7G – Rilascio di gas naturale della tubazione 28" di uscita gas

La linea di uscita del gas ad alta pressione dai vaporizzatori convoglia il gas verso la rete nazionale. La lunghezza delle tubazioni tra i vaporizzatori e l'uscita dal Terminale è di circa 150 m. La condotta di uscita ha un diametro di 28 pollici ed una pressione operativa di ca. 77 barg.

Il layout del sito, le procedure operative, che comporteranno ad esempio la limitazioni al transito di veicoli e le procedure per la movimentazione dei carichi in sito, rendono non credibile un impatto con energia sufficiente a provocare una rottura delle tubazioni ad alta pressione fuori terra.

La valvola di isolamento al confine del Terminale sarà protetta da impatti e da irraggiamento termico in modo da garantire che il suo funzionamento non venga compromesso da eventi incidentali.

Si sono quindi considerati rappresentativi per questo tipo di rilascio un foro del diametro di 142 mm e uno da 36 mm pari rispettivamente al 20% e 5% del diametro della tubazione, con inclinazione del getto a 45° rispetto all'orizzontale.

Si ipotizza che il sezionamento della linea si verifichi entro 60 secondi e che la lunghezza della sezione isolata sia pari a non più di 150 m in totale.

Le condizioni operative della linea sono riassunte nella tabella seguente:

Tabella 52: Evento 7G – Condizioni di Processo

Sezione isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bar g]	Portata [kg/s]
Linea DN 24" (140 m. tra le valvole di sezionamento)	gas	2	76.5	236.3

Le portate di rilascio e le durate, calcolate con riferimento alle condizioni operative sopra riportate, sono pari a:

Tabella 53: Evento 7G – Dati di Rilascio

Dimensione del foro di rottura [mm]		Portata di Rilascio [kg/s]	
		Iniziale	Svuotam.
20% del diametro di tubazione	142	242	44
5% del diametro di tubazione	36	15	4

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato nell'Appendice C.4.1, in tabella si riportano le frequenze di accadimento degli scenari incidentali:

La quantità di gas in zona esplosiva è molto limitata e non in grado di sostenere una esplosione.

Tabella 54: Evento 7G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Diametro della rottura [mm]	Portate di rilascio [kg/s]		Frequenza di accadimento rottura [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
	Iniziale	Svuotam.			Condizioni meteo	
					2F	5D
142	242	44	4.92E-06	Jet Fire	1.48E-06	
				Flash Fire	1.04E-08	2.41E-09
				Esplosione	-	-
36	15	4	4.27E-05	Jet Fire	2.99E-06	
				Flash Fire	1.19E-08	2.78E-08
				Esplosione	-	-

Gli scenari incidentali credibile sono i Jet Fire per entrambi i casi di rilascio.

Irraggiamento Termico da Jet Fire

Le distanze relative alle soglie di irraggiamento termico derivante da Jet Fire, sostanzialmente analoghe per le due condizioni meteo, sono riportate nella tabella seguente:

Tabella 55: Evento 7G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (prima dell'intercettazione)

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
142	2F/5D	150	37.5	130	170	192	238
36	2F/5D	45	N.R.	36	47	53	65

Tabella 56: Evento 7G – Irraggiamento Termico da Jet Fire (dopo l'intercettazione)

Diametro Rottura [mm]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
142	2F/5D	58	35	61	76	87	108
36	2F/5D	20	11	19	24	27	34

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Appendice C.4.3.

Effetti su Persone e Strutture

Le distanze massime a 12.5 kW/m² e 37.5 kW/m² sono pari rispettivamente a 130 m e 37.5 m per 60 secondi (tempo necessario alla chiusura valvole e/o alla fermata delle pompe di alta pressione di alimentazione ai vaporizzatori).

Dopo la intercettazione per il caso più gravoso (20% del diametro), la quantità rimasta viene rilasciata attraverso la rottura con una portata media di 44 kg/s (contro i 242 kg/s della portata di picco) per una durata di circa due minuti. Le aree di danno associate si riducono a 61 m per il livello 12.5 kW/m² e 35 m per il livello 37.5 kW/m².

L'evento, dopo l'intercettazione dura pochi secondi, la breve durata del fenomeno rende non possibili danneggiamenti ad apparecchiature di processo.

Dopo l'intercettazione per il caso meno gravoso (5% del diametro), la quantità rimasta viene rilasciata attraverso la rottura con una portata media di 4 kg/s (contro i 15 kg/s della portata di picco) per una durata di circa trenta minuti. Le aree di danno associate si riducono a 19 m

per il livello 12.5 kW/m² e 11 m per il livello 37.5 kW/m². L'irraggiamento può raggiungere, a seconda della localizzazione del rilascio, il BOG recondenser, il vaporizzatore SCV (normalmente fuori servizio), i vaporizzatori ORV. Le apparecchiature sono protette da sistemi di raffreddamento sia fissi che mobili che saranno dimensionati per una portata di acqua sufficiente a fare fronte agli irraggiamenti calcolati, oltre che da sistemi di depressurizzazione.

In considerazione delle protezioni previste non si evidenzia la possibilità di effetti domino interni al Terminale.

Le distanze di danno associate agli scenari di Jet Fire possono interessare l'area industriale esterna al Terminale. L'estensione degli irraggiamenti, a seguito dell'intercettazione delle linee, rende non ipotizzabili effetti domino al di fuori dell'impianto.

In fase di progettazione successiva dovrà essere sviluppato un piano di emergenza coordinato con gli stabilimenti limitrofi atto a gestire anche questa tipologia di eventi.

I dettagli relativi agli elementi per la pianificazione territoriale ai sensi del D.M. 9 Maggio 2001 sono riportati in Appendice C.5.2.

L'evento non comporta conseguenze per la popolazione all'esterno del sito industriale.

Evento 8G – Rilascio di GNL sul pontile dalla valvola PERC per distacco intempestivo del braccio di carico Bettolina

Questo scenario ipotizza un distacco dei bracci di scarico per un'improvvisa manovra di distacco della bettolina. In questo caso il sistema di sicurezza del braccio (Emergency Release System - ERS) attuerà l'arresto del caricamento della bettolina su segnale di eccessivo allungamento del braccio. Successivamente si chiuderanno le due valvole di blocco poste lato nave e lato pontile e quindi sarà attuato il meccanismo di sgancio del braccio.

Il rilascio risultante sarà la fuoriuscita dell'intero volume di GNL compreso tra le valvole PERC dai bracci di scarico.

Il volume di GNL tra le valvole PERC dell'unico braccio di carico della bettolina è di 30 litri è stato calcolato, in maniera analoga a come era stato calcolato il volume contenuto tra le valvole PERC di una nave metaniera. Si è infatti considerato il volume di un cilindro di diametro pari a quello del braccio (in questo caso, 12 pollici) e lunghezza di 0.4 m.

Nella tabella seguente si riportano le condizioni di processo per l'evento.

Tabella 57: Evento 8G – Condizioni di Processo

Dato	Unità di Misura	
Diametro della linea di carico	pollici	12
Quantità di GNL contenuta nella valvola PERC (e rilasciata al momento dello sgancio del braccio di carico)	kg	12.5
Temperatura GNL	°C	-159
Pressione	barg	10.1

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato in Appendice C.4.1.

Nella tabella seguente sono riportate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali.

Tabella 58: Evento 8G – Frequenze di Accadimento Scenari

Frequenza di accadimento distacco [ev/anno]	Scenario	Frequenza Scenario [ev/anno]	
		Condizioni Meteo	
		2F	5D
2.10E-03	Pool Fire	6.30E-05	
	Flash Fire	6.11E-07	1.43E-06
	UVCE	-	-

La massa infiammabile è molto limitata e non è significativa per l'insorgenza di uno scenario UVCE. Le conseguenze degli scenari incidentali sono calcolate per gli eventi credibili, ovvero quelli per i quali la frequenza di accadimento è superiore a 1.0E-07 ev./anno.

Pool Fire

In caso di innesco della pozza quando essa ha raggiunto la sua massima estensione (del diametro massimo di 2 metri) si ha lo sviluppo di un incendio di pozza, a cui sono associate le distanze di irraggiamento riportate nella tabella seguente. Data la estensione della pozza, la durata del Pool Fire sarà estremamente breve, inferiore al minuto.

Tabella 59: Evento 8G – Irraggiamento Termico da Pool Fire

Diametro Pool [m]	Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri a:				
		37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
2	2F	4	6	7	8	9
2	5D	5	6	7	8	9

I risultati delle analisi sono riportati graficamente nell'Appendice C.4.3.

Flash Fire

La tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL, ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas.

E' stata ipotizzata una rugosità del terreno tipica per la superficie del mare per ottenere una stima realistica della dispersione sul mare aperto.

Tabella 60: Evento 8G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
2F	82	139
5D	37	53

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Appendice C.4.3.

Effetti su Persone Impianti e Strutture

Le distanze di danno associate all'evento sono tali da non interessare zone abitate (distanza dalla costa maggiore di 2 km) né da coinvolgere una nave etileniera eventualmente attraccata (distanza dall'attracco etileniere pari a 430 m).

Evento 9G – Rilascio di GNL dal braccio di carico Bettoline

Si ipotizza un rilascio causato da una fuoriuscita dal sistema bracci di carico bettolina da 12”.

È stato preso in considerazione una rottura di diametro pari a 1.2” (10% del diametro del braccio) quale caso rappresentativo per questo tipo di fuoriuscita.

Valutazione delle Conseguenze

Nella tabella seguente si riportano le condizioni di processo per l'evento.

Tabella 61: Evento 9G – Condizioni di Processo

Dato	Unità di Misura	
Diametro della linea di carico	pollici	12
Portata operativa	m ³ /ora	1000
Temperatura GNL	°C	-159
Pressione	barg	10.1

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato in Appendice C.4.1.

Nella tabella seguente sono riportate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali.

Tabella 62: Evento 9G – Frequenze di Accadimento degli Scenari

Frequenza di accadimento distacco [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
		Condizioni meteo	
		2F	5D
2.66E-03	Jet Fire	7.98E-05	
	Flash Fire	7.82E-06	1.82E-05
	Esplosione	-	-

La quantità di gas in zona esplosiva è molto limitata e non è significativa, per l'insorgenza di uno scenario UVCE. Le conseguenze degli scenari incidentali sono calcolate per gli eventi credibili, ovvero quelli per i quali la frequenza di accadimento è superiore a 1.0E-07 ev./anno.

La portata di rilascio permane sino alla intercettazione della linea, che come definito si ipotizza avvenire in 90 secondi, pari al tempo di rilevamento del sistema "Fire & Gas" con conseguente azionamento del sistema ERS, chiusura delle valvole di sezionamento. La durata totale del rilascio, considerando il tempo di svuotamento della sezione è di 2 minuti circa.

Il prodotto rilasciato vaporizzerà quasi completamente e la frazione di liquido rimasta sarà trascinata sotto forma di goccioline nel getto, dove vaporizzerà rapidamente.

Gli scenari incidentali ipotizzabili sono quindi la dispersione di nube con possibile innesco ritardato (Flash Fire) o il getto incendiato (Jet Fire).

Jet Fire

Le distanze ai valori di irraggiamento termico derivante dall'innesco del rilascio sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 63: Evento 9G – Irraggiamento Termico da Jet Fire

Diametro Rottura [in]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
1.2 (10% del DN)	2F	55	33	38	42	45	55
	5D	43	28	33	38	43	54

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Appendice C.4.3.

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite Inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas.

Tabella 64: Evento 9G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
2F	122	301
5D	74	107

Effetti su Persone Impianti e Strutture

Le distanze di danno associate all'evento sono tali da non interessare zone abitate (distanza dalla costa maggiore di 2 km) né da coinvolgere una nave etileniera eventualmente attraccata (distanza dall'attracco etileniere pari a 430 m).

Evento 10G - Rilascio di GNL da braccio di carico autocisterne

Questo scenario ipotizza un distacco dal braccio di carico dovuto ad una eccessiva sollecitazione del braccio con conseguente allungamento dello stesso. Tale allungamento ha quale effetto lo stacco delle due valvole PERC. Il rilascio risultante sarà la fuoriuscita dell'intero volume di GNL compreso tra le valvole PERC dai bracci di carico.

Il volume di GNL tra le valvole PERC dell'unico braccio di carico della bettolina è di 2 litri è stato calcolato, in maniera analoga a come è stato calcolato il volume contenuto tra le valvole PERC di una nave metaniera. Si è infatti considerato il volume di un cilindro di diametro pari a quello del braccio (in questo caso, 3 pollici) e lunghezza di 0.4 m.

Valutazione delle Conseguenze

Nella tabella seguente si riportano le condizioni di processo per l'evento.

Tabella 65: Evento 10G – Condizioni di Processo

Diametro della linea di carico	pollici	3
Portata operativa	m ³ /ora	90
Temperatura GNL	°C	-159
Pressione	barg	10.1

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato in Appendice C.4.1.

Nella tabella seguente sono riportate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali.

Tabella 66: Evento 10G – Frequenze di Accadimento Scenari

Frequenza di accadimento distacco [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
		Condizioni meteo	
		2F	5D
3.28E-04	Pool Fire	3.28E-06	
	Flash Fire	9.73E-08	2.27E-07
	Esplosione	-	-

La massa infiammabile è molto limitata e non è significativa, per l'insorgenza di uno scenario UVCE.

Le conseguenze degli scenari incidentali sono calcolate per gli eventi credibili, ovvero quelli per i quali la frequenza di accadimento è superiore a 1.0E-07 ev./anno.

Pool Fire

In caso di innesco della pozza (del diametro massimo di 0.5 metri) quando essa ha raggiunto la sua massima estensione si ha lo sviluppo di un incendio di pozza, a cui sono associate le distanze di irraggiamento riportate nella tabella seguente. Data la limitata estensione della pozza gli irraggiamenti sono trascurabili e la durata del Pool Fire sarà estremamente breve (inferiore al minuto).

Tabella 67: Evento 10G – Irraggiamento Termico da Pool Fire

Diametro Rottura [in]	Condizioni Atmosferiche	Larghezza della Pozza (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
3 (full bore)	2F	0.5	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.
	5D	0.5	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite Inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas.

Tabella 68: Evento 10G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
5D	21	31

Effetti su Persone Impianti e Strutture

Le distanze di danno associate all'evento non comportano effetti su altre unità del Terminale e interessano sostanzialmente l'area delle pensiline di carico con Flash Fire pericoloso per gli operatori se presenti nella zona di involuppo della nube e non in grado di comportare effetti domino.

Evento 11G - Rilascio di GNL dalle tubazioni 6" del collettore GNL alle pensiline di carico

Questo scenario è rappresentativo di una perdita dalla linea del GNL che dal collettore GNL porta alle pensiline di carico delle autocisterne.

Si sono analizzate le conseguenze di due ipotesi di rilascio corrispondenti a rotture con foro di diametro equivalente pari al 20% e 5% del diametro della linea.

Valutazione delle Conseguenze

Nella tabella seguente si riportano le condizioni di processo per l'evento.

Tabella 69: Evento 11G – Condizioni di Processo

Diametro della linea di carico	pollici	6
Portata Operativa della linea	m ³ /ora	270
Temperatura GNL	°C	-159
Pressione	barg	10.1

Lo scenario incidentale si sviluppa secondo l'albero degli eventi riportato in Appendice C.4.1.

Nella tabella seguente sono riportate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali.

Tabella 70: Evento 11G – Frequenze di Accadimento Scenari

Diametro della rottura [in]	Frequenza di accadimento distacco [ev/anno]	Scenario	Frequenza scenario [ev/anno]	
			Condizioni meteo	
			2F	5D
1.2 (20% DN)	1.80E-05	Jet Fire	5.40E-07	
		Flash Fire	5.23E-09	1.22E-08
		Esplosione	-	-
0.3 (5% DN)	1.80E-04	Jet Fire	1.79E-06	
		Flash Fire	5.34E-08	1.25E-07
		Esplosione	-	-

La quantità di gas in zona esplosiva è molto limitata e non è significativa, per l'insorgenza di uno scenario UVCE. Le conseguenze degli scenari incidentali sono calcolate per gli eventi credibili, ovvero quelli per i quali la frequenza di accadimento è superiore a 1.0E-07 ev./anno.

La portata di rilascio permane sino alla intercettazione della linea, che come definito si ipotizza avvenire in 90 secondi, pari al tempo di rilevamento del sistema "Fire & Gas" con conseguente chiusura delle valvole di sezionamento.

La durata totale del rilascio dovuto alla rottura da 1.2" (20% del diametro) è di circa 3 minuti.

La durata totale del rilascio dovuto alla rottura da 0.3" (5% del diametro) è di circa 25 minuti.

Il prodotto rilasciato vaporizzerà quasi completamente e la frazione di liquido rimasta sarà trascinata sotto forma di goccioline nel getto, dove vaporizzerà rapidamente.

Il Flash Fire sia per una rottura di diametro equivalente pari al 20% del DN che per una rottura di diametro equivalente al 5% nella condizione meteorologica 2F non risulta credibile.

Jet Fire

Le distanze ai valori di irraggiamento termico derivante dall'innescò del getto rilasciato sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 71: Evento 11G – Irraggiamento Termico da Jet Fire

Diametro Rottura [in]	Condizioni Atmosferiche	Lunghezza Fiamma (m)	Distanza in metri a:				
			37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
1.2 (20% DN)	2F	47	N.R.	38	53	61	75
	5D	37	N.R.	40	50	59	74
0.3 (5% DN)	2F	15	N.R.	N.R.	11	15	19
	5D	11	N.R.	11	14	16	21

Flash Fire

La Tabella seguente riporta la distanza ai valori di soglia LFL e 1/2 LFL (Lower Flammable Limit, Limite Inferiore di Infiammabilità), ottenuti dal calcolo della dispersione dei gas, per la rottura del 5% DN.

Tabella 72: Evento 11G – Distanze ai Limiti di Infiammabilità – 5%DN

Condizioni Atmosferiche	Distanza in metri all'LFL:	Distanza in metri a ½ LFL:
5D	7	10

I risultati delle analisi sono riportati graficamente in Appendice C.4.3.

Effetti sulle Persone Impianti e Strutture

Gli irraggiamenti conseguenti a Jet Fire non raggiungono il valore di 37.5 kW/m², all'altezza di 1.5 metri dal suolo. Per un rilascio da 1.2" irraggiamenti di 12.5 kW/m² sono raggiunti a distanze di circa 40 m dal punto di rilascio, associati ad una durata di 3 minuti, durata insufficiente a causare effetti domino.

Per un rilascio da 0.3" si possono avere irraggiamenti da 12.5 kW/m² per la condizione 5D a distanza di 11 m per una durata di 25 minuti circa, a tale distanza non sono presenti apparecchiature che possano essere soggette ad effetti domino. Si evidenzia comunque che la zona di carico autocisterne sarà dotata di sistemi di intercettazione di emergenza attivabili in campo e da remoto e da impianti di rivelazione e protezione incendi. Sarà inoltre previsto come per il resto del Terminale un Piano di Emergenza interno atto a contrastare le insorgenze incidentali possibili.

Le distanze di danno associate al Jet Fire per la rottura del 5% DN possono interessare aree industriali nelle immediate vicinanze del recinto del Terminale, ma non sono ipotizzabili effetti domino dovuti a tale evento.

In fase di progettazione successiva dovrà essere sviluppato un piano di emergenza coordinato con gli stabilimenti limitrofi atto a gestire anche questa tipologia di eventi.

I dettagli relativi agli elementi per la pianificazione territoriale ai sensi del D.M. 9 Maggio 2001 sono riportati in Appendice C.5.2.

Evento 12G – Rilascio di gas naturale (BOG) dalle PSV di un serbatoio di stoccaggio (caso di sovrappressione per roll over)

Si assume come caso peggiore quello di basculamento (roll-over) in un serbatoio. La portata di gas rilasciato dalle valvole PSV si assume pari a cento volte la portata di evaporazione di gas di boil off del serbatoio UNI EN 1473 Appendice B, paragrafo B.12.), calcolata come riportato nel seguito:

Sorgente	Flusso	Portata di evaporazione[Kg/s]	
Boil off serbatoio	0.05 % di GNL al giorno	$160000 \times \frac{0.05}{100} \times \frac{1}{24 \times 60 \times 60} \times 460$	0.43 kg/s

La portata considerata sarà quindi 43 kg/s.

Le PSV del serbatoio di GNL scaricheranno verticalmente ad una pressione di attivazione pari a 290 mbarg. Queste PSV sono state considerate conservativamente equivalenti ad una unica valvola di diametro pari a circa 345 mm.

I dati di processo stimati per queste PSV sono riportati nella tabella seguente:

Diametro equivalente	345 mm
Portata di scarico	43 kg/sec
Temperatura	-151°C
Pressione	290 mbarg
Altezza del rilascio	50 m

Si ipotizza quindi che le condizioni di rilascio siano come da tabella seguente:

Tabella 73: Evento 12G – Condizioni di Processo

Sezione isolabile	Stato	Temperatura [°C]	Pressione [bara]	Portata [kg/s]
Diametro equivalente DN 18"	gas	-151	0.29	43

Irraggiamento Termico da Jet Fire

Le conseguenze di un rilascio innescato sono state calcolate ipotizzando una fuoriuscita verticale 3 m al di sopra del tetto del serbatoio. I risultati sono sintetizzati nella Tabella seguente, dove sono mostrati gli irraggiamenti al suolo (per valutare l'effetto sulle persone) e alla quota del tetto del serbatoio (per valutare l'effetto sulla struttura):

Tabella 74: Evento 12G – Irraggiamento Termico da Jet Fire

Diametro sezione uscita [mm]	Condizioni atmosferiche	Quota di riferimento	Lunghezza a fiamma (m)	Distanza in metri a:				
				37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
345	2F	Al suolo	65	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	70
	5D			N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	70
	2F	Sul tetto del serbatoio		N.R.	18	48	68	96
	5D			N.R.	49	71	83	105

In questo specifico caso, le conseguenze del rilascio sono state valutate anche per verificare che l'irraggiamento sul tetto serbatoio non superasse il valore di 32 kW/m², valore che è riportato a riferimento per la resistenza del cemento del contenimento esterno nella normativa UNI EN 1473.

Effetti su Persone e Strutture

Irraggiamenti dell'ordine di 37.5 e 32 kW/m² non sono raggiunti e non sono quindi da ritenersi possibili effetti domino sul serbatoio.

Valori di irraggiamento pericolosi per la popolazione esterna al Terminale non sono considerabili in base alle distanze raggiunte; all'interno dell'impianto le distanze ai valori di irraggiamento più rilevanti sono attenuate dall'effetto schermo del serbatoio.

Non sono quindi evidenziati possibili danni al personale, alle strutture di impianto e limitrofe e alla popolazione esterna all'insediamento industriale.

Si sottolinea inoltre che sarà previsto un sistema di spegnimento dell'eventuale fiamma all'uscita delle PSV.

C.4.3 Mappe di Danno

In Appendice C.4.3 al presente documento, si riporta la rappresentazione cartografica dell'inviluppo delle aree di danno interne ed esterne allo stabilimento.

C.4.4 Analisi delle Conseguenze Ambientali

Come riportato al Paragrafo B.3.5, le sostanze movimentate nel Deposito, sono Gas Naturale (Liquefatto e in fase gas) e Gasolio.

Il GNL, come si riscontra sia nella tabella riportata al medesimo paragrafo sia nelle schede di sicurezza delle sostanze allegate al presente documento (Allegato I.2), non risulta essere caratterizzato da frasi di rischio pericolose per l'ambiente.

In ogni caso si precisa che il sistema di raccolta delle possibili fuoriuscite di GNL, descritto nel dettaglio al Paragrafo D.3, è progettato per raccogliere e contenere eventuali sversamenti intorno a valvole, tubazioni e apparecchiature in cui siano contenuti liquidi criogenici, ed impedire la contaminazione del terreno e delle acque circostanti.

Relativamente al gasolio i quantitativi presenti non risultano in applicazione del D.Lvo 105/15.

C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO

C.5.1 Sintesi dei Risultati dell'Analisi degli Eventi Incidentali

In Allegato I.5 al presente documento, si riporta una tabella riepilogativa delle risultanze delle analisi degli eventi incidentali.

C.5.2 Elementi per la Pianificazione Territoriale ai Sensi del D.M. 9 Maggio 2001

Le informazioni per la valutazione della compatibilità territoriale secondo i criteri del Decreto Ministeriale del 9 Maggio 2001 sono riportate in Appendice C.5.2.

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

Edison S.p.A. adotterà un Sistema di Gestione della Sicurezza. Precedentemente all'avviamento delle nuove installazioni saranno predisposti:

- un documento che definirà la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, allegando il programma adottato per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza (Allegato 3 al D.L.vo 105/15 e D.M. 9/8/2000);
- il Sistema di Gestione della Sicurezza di cui all'Allegato 3 e all'Allegato B del D.L.vo 105/15.

Il Sistema di Gestione comprenderà:

- Manuale del Sistema di Gestione;
- una serie di procedure aziendali specifiche per la gestione della sicurezza.

C.6.1.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico

I sistemi PERC (sistema di rilascio di emergenza dei bracci di scarico GNL) e ESD (sistema di fermata di emergenza) sono stati assunti collegati tra di loro nell'ambito di un sistema di scarico di emergenza (ERS) secondo la raccomandazione di SIGTTO in "Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties", documento informativo No. 14, che viene illustrato schematicamente in figura 1 Il modello di rischio assume un tempo di rilevazione dell'evento e di attivazione del sistema ESD di 30 s.

Il sistema PERC è progettato per intervenire in caso di emergenza sganciando i bracci di scarico in meno di 5 s, con un rilascio massimo di GNL inferiore ai 100 litri per i bracci di scarico metanieri, inferiore ai 30 litri per i bracci di carico bettoline.

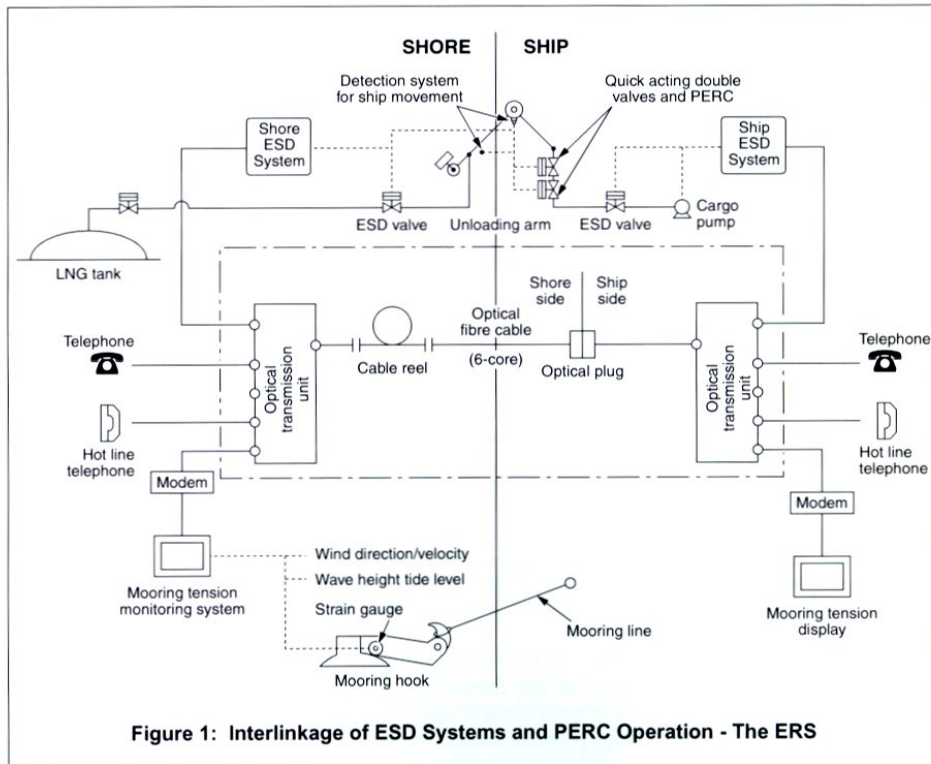


Figura 1: Collegamento dei Sistemi PERC e ESD

Il Sistema di fermata di emergenza ESD viene progettato per essere attivato automaticamente dai rivelatori di bassa temperatura, di gas, di fiamma e di calore situati al pontile. Il sistema di scarico di emergenza ERS viene progettato per funzionare in due stadi distinti. Il primo è l'interruzione della pompa della nave metaniera e la chiusura delle valvole di ESD sulle tubazioni, a bordo nave e a terra. Il secondo stadio è la chiusura delle valvole di chiusura rapida (al PERC) e del rilascio automatico del PERC. I due stadi sono associati con l'aumento dei gradi di movimento della nave ma possono essere anche attivati manualmente.

La piattaforma di scarico è progettata in modo da essere munita di ganci di ormeggio a rilascio rapido, automaticamente attivati, per permettere alla nave di ripartire velocemente in caso di emergenza.

La distanza fra le tubazioni di GNL (piattaforma) e di etilene (piattaforma) è pari ad almeno 430 m e la distanza fra la prua di una nave etileniera (trasporto di etilene liquido) e la poppa di una nave metaniera (trasporto di GNL) al pontile è assunta a non meno di 150 m.

Le apparecchiature e le tubazioni in cui scorre il GNL sono protette da incendio mediante impianto antincendio ad acqua. La valvola di sicurezza (PRV) sul barilotto di scarico GNL viene progettata per un livello termico che, in caso di innesco del gas scaricato dalla stessa, non superi i 5 kW/m² in corrispondenza dell'apparecchiatura. L'acciaio delle strutture in un

raggio di 15 m dalle flange e dalle valvole del GNL è protetto da un impatto diretto della fiamma. Gli estintori portatili a secco sono disponibili sul pontile.

Il ponte della nave ed il lato accanto al collettore vengono irrorati mediante cortine di acqua allo scopo di raffreddare l'acciaio in caso di incendio di un rilascio di GNL.

La classificazione di sicurezza delle aree è idonea per la zona come specificato dagli standard quali NFPA 59A e IEC 79 10. Inoltre si assume che siano implementate in loco procedure di sicurezza per impedire potenziali fonti di innesco. Si assume l'esistenza di una zona di esclusione di natanti al pontile di almeno 300 m, quando una nave etileniera o metaniera sia presente al pontile. Questa zona può essere ridotta a 100 m se non sono presenti navi al pontile.

Durante lo scarico o il carico di una gasiera, sarà presente un rimorchiatore per assistere una nave in difficoltà all'ormeggio del GNL, in grado di poter raggiungere la nave in un tempo inferiore a 5 minuti.

C.6.1.2 Precauzioni dal punto di vista gestionale

Il Terminale sarà dotato di un Sistema di Gestione della Sicurezza che comprenderà:

- Manuale del Sistema di Gestione della Sicurezza;
- un documento relativo alla Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti;
- una serie di procedure aziendali specifiche per la gestione della sicurezza.

Durante la fase di progettazione avanzata del Terminale sarà predisposto un Manuale Operativo, che includerà tutte le procedure operative necessarie al buon esercizio degli impianti e dei sistemi presenti al terminale.

C.6.1.3 Controlli sistematici delle zone critiche, programmi di manutenzione e ispezione periodica, verifica dei sistemi di sicurezza e blocchi

Tutte le apparecchiature che saranno installate al terminale saranno realizzate e collaudate in accordo alle norme vigenti. In funzione del tipo di fluido e delle condizioni di progetto saranno eseguiti i controlli delle saldature e degli spessori delle apparecchiature interessate.

Maggiori dettagli sui sistemi di blocco sono riportati al paragrafo C.7.10

C.6.2 Accorgimenti previsti per prevenire gli Errori Umani

Le precauzioni che saranno adottate allo scopo di prevenire e ridurre gli incidenti connessi ad errori umani saranno le seguenti:

- adeguata selezione del personale;
- utilizzo di istruzioni operative e di manuali operativi dell'impianto;
- addestramento periodico del personale;
- cartellonistica di sicurezza ed operativa;
- aggiornamento periodico del personale;
- effettuazione di riunioni periodiche di sicurezza.

C.6.3 Valutazione della Sicurezza in Relazione allo Stato Funzionale dell'Impianto

La analisi di sicurezza è stata svolta per le fasi principali nelle quali si articola la marcia dell'impianto, ovvero scarico nave, ricircolo, carico bettoline e autocisterne.

C.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI

C.7.1 Precauzioni e Coefficienti di Sicurezza adottati nella Progettazione delle Strutture

I criteri di progettazione e di realizzazione del terminale sono rivolti alla riduzione delle possibili perdite e rilasci di prodotto all'esterno. L'obiettivo essenziale per la sicurezza di un Terminale GNL consiste nel prevenire perdite di contenimento e la fuoriuscita incontrollata di sostanze potenzialmente pericolose. Nella progettazione e nell'esercizio dell'impianto sono adottate misure atte a prevenire guasti che potrebbero provocare fuoriuscite pericolose e che garantiscano la minimizzazione dei possibili effetti risultanti. Le misure adottate comprenderanno la prevenzione degli incidenti, possibile tramite l'uso di standard di progettazione rigorosi ed evitando possibili fonti di guasti, sistemi di rilevamento delle perdite e di isolamento, meccanismi intrinseci di protezione passiva, come distanze e schermi utili per ridurre le conseguenze e limitare i danni; misure di protezione attiva come lance erogatrici, manichette e mezzi di spegnimento mobili.

Per quanto riguarda le tubazioni di collegamento tra la piattaforma di accosto ed il Terminale per il GNL (tubazioni di scarico, di ricircolo e di ritorno vapori), esse sono realizzate con la tecnologia del doppio tubo (pipe-in-pipe), descritta al Paragrafo B.3.3 e qui richiamata:

- il prodotto scorrerà in una tubazione in acciaio inossidabile, di spessore definito sulla base della pressione e temperatura del prodotto trasportato;
- attorno a questo tubo sarà realizzato un tubo esterno, anch'esso in acciaio inossidabile, perfettamente sigillato;
- lo spazio tra il tubo interno e quello esterno sarà riempito con un materiale isolante e mantenuto parzialmente sotto vuoto, o sarà mantenuto sotto vuoto senza interposizione di materiale isolante, allo scopo di minimizzare lo scambio termico verso l'esterno e mantenere il prodotto allo stato liquido;
- la realizzazione del vuoto (parziale o elevato) all'interno dello spazio tra tubo interno ed esterno sarà realizzato mediante pompe installate sul tubo esterno in corrispondenza dei punti di connessione tra diverse sezioni di tubo. Tali pompe potranno essere rimosse dopo la posa o lasciate in sede all'interno di apposite protezioni della dimensione di circa 20 centimetri.

Il tubo esterno in acciaio inossidabile agisce da contenitore secondario a fronte di rilasci dal tubo interno per qualsiasi causa garantendo il contenimento del gas. Nel caso di impatti esterni (ad es. da macchine agricole) il tubo esterno funge da protezione meccanica alla tubazione di trasporto vera e propria garantendo così una elevata sicurezza del sistema di trasporto.

Terremoto

Si veda quanto riportato al Paragrafo C.3.2. Sulla base dell'analisi effettuata, ai fini della progettazione di base, per l'area del progetto si possono considerare appropriate una accelerazione OBE (Operating Base Earthquake) di 0.25g per suolo roccioso e 0.31g per terreno compatto secondo l'Ordinanza No. 3274, OPCH 2003, zona 2.

Fulmini

Secondo quanto richiesto dalla UNI EN 1473 le seguenti installazioni saranno protette contro i fulmini:

- serbatoi e loro accessori;
- i bracci di scarico;
- gli edifici.

Incendi

Il terminale sarà dotato di impianti di rilevazione e protezione incendi; le strutture esposte al rischio di incendio saranno protette mediante fire proofing. In Appendice D.8.1 al Presente documento si riporta la planimetria del sistema anticendio.

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

Il sistema di illuminazione che verrà installato nell'impianto comprenderà l'illuminazione dei componenti, degli edifici, delle strade e di tutta l'area. L'intensità del sistema di illuminazione sarà uniforme e soddisferà in generale i requisiti IES (Illuminating Engineering Society) e, per quanto non trattato da questa normativa, le raccomandazioni API RP 540.

Il sistema di illuminazione terrà conto del lay-out delle attrezzature e delle apparecchiature.

Gli apparecchi di illuminazione saranno posizionati in modo che non vi siano ombre proiettate sulle superfici operative delle apparecchiature. Si tratterà di apparecchi di illuminazione facilmente accessibili per la manutenzione e sostituzione.

L'impianto di illuminazione sarà composto da: illuminazione normale, illuminazione di emergenza, illuminazione di sicurezza e via di fuga.

Grado di protezione: IP 55 minimo per la protezione dagli agenti atmosferici, trattamento resistente alla corrosione.

Classificazione: per atmosfera infiammabile Gruppo II-B.

Superficie: per una temperatura massima T3 (200 °C max) - materiale EEx "d" o Ex "e".

Luci di segnalazione per aerei saranno posizionate nel punto più alto della parte superiore del serbatoio GNL conformemente ai requisiti dell'ICAO (organizzazione internazionale per l'aviazione civile), "Standard internazionali e pratiche consigliate - aerodromi", ultima edizione, e ai regolamenti governativi locali.

Il pontile avrà luci di navigazione in conformità con le normative marine locali.

Ai fini di manutenzione saranno previste prese 400 V trifase e 230 V monofase con protezione differenziale.

Gruppo di Continuità per la Strumentazione

Sarà installato un gruppo di continuità ridondante a 120 volt, 50 Hertz, per il DCS, Distributed Control System, ed altre utenze critiche nella sala controllo dell'impianto.

Comandi Motore

Per il comando locale di ciascun motore sarà installata una stazione di comando “manuale-automatico-spento” e “start-stop”. Nella posizione “manuale” il comando del motore sarà affidato alla stazione di manovra locale. Nella posizione “automatico” il comando del motore sarà affidato al sistema DCS dell’impianto.

Il terminale sarà soggetto in fase di progettazione di dettaglio alla classificazione dei luoghi pericolosi, secondo la norma IEC 60079-10.

Ogni zona sarà classificata in accordo alla norma IEC 60079-10 in funzione del tipo di gas presente nei gruppi (IIA, IIB o IIC) e della classe di temperatura (da T1 a T6).

Nella progettazione di dettaglio si garantirà che locali ed edifici non soggetti a classificazione dei luoghi pericolosi ed in particolare:

- Sala Controllo;
- Sale quadri elettrici;
- Edifici normalmente presidiati;

siano mantenuti in sovrappressione dall'impianto di condizionamento e/o ventilazione.

Le apparecchiature elettriche installate nelle aree classificate saranno definite adeguatamente in accordo alla IEC 60079-10 e certificate da un'autorità riconosciuta a livello internazionale. Tutte le apparecchiature meccaniche installate nell'ambito di zone classificate saranno isolate termicamente in modo che non possano presentare punti caldi e saranno protette contro l'accumulo di cariche elettrostatiche in modo da evitare che possano diventare sorgenti di ignizione.

La protezione contro i fulmini secondo quanto indicato dalla UNI EN 1473 sarà conforme a codici e/o norme appropriate quali ad esempio: UTE 17100, NF C 17 100 e NF C 15 100.

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

Sistemi di sicurezza saranno previsti a protezione di tutte le apparecchiature che possono presentare un rischio di sovrappressione interna. Tali dispositivi riguarderanno apparecchiature di processo e parti di impianto che possono essere intercettate in emergenza e possono presentare sovrappressioni a causa di fenomeni di espansione termica dei fluidi contenuti. I sistemi di protezione da sovrappressione saranno progettati seguendo gli standard applicati nell'industria petrolchimica e tenendo conto delle condizioni climatiche locali. Tutti i sistemi di sfiato (vent) ed il sistema fiaccola saranno progettati in accordo agli standard API RP 520 Parte I, II e ad API RP 521.

Ove sarà necessario garantire l'operatività degli impianti saranno installate delle valvole di sicurezza ridondate, dotate di adeguati sistemi di interblocco in modo da garantire che le necessarie valvole di sicurezza siano sempre in servizio.

Le diverse portate degli effluenti gassosi che saranno considerate nel dimensionamento del circuito di evaporazione di ciascun serbatoio di stoccaggio e per le valvole limitatrici della pressione secondo quanto richiesto da UNI EN 1473 sono presentate nella seguente tabella.

Tabella 75: Definizione delle Portate di Riferimento – Efflussi Gassoso da Serbatoi di Stoccaggio GNL Secondo Appendice B – UNI EN 1473

Denominazione	Descrizione
V_T – Apporto Calorico	La portata massima di evaporazione V_T di un serbatoio dovuta ad un apporto calorifico durante un funzionamento normale.
V_L - Riempimento	Il riempimento di un serbatoio di GNL crea un effetto pistone. La portata volumetrica di gas V_L che ne consegue deve essere considerata uguale alla portata volumetrica massima di riempimento del serbatoio.
V_O - Sovrariempimento	Nel caso di possibile sovrariempimento con conseguente traboccamento di GNL nello spazio anulare del serbatoio, si considera la vaporizzazione istantanea.
V_F - Vaporizzazione Istantanea al Riempimento	La vaporizzazione istantanea al riempimento è dovuta a: <ul style="list-style-type: none"> - riscaldamento del GNL dovuto al pompaggio; - all'ingresso di calore proveniente dalle tubazioni durante lo scarico; - al raffreddamento delle pareti del serbatoio quando il livello del GNL nel serbatoio aumenta; - al rimescolamento con il GNL già stoccato; - ad una vaporizzazione istantanea che avviene quando la temperatura del GNL sotto pressione immessa nel serbatoio, prima dell'espansione, è maggiore di quella del punto di ebollizione del liquido alla pressione del serbatoio.
V_R - Ricircolazione di GNL Mediante Pompa Immersa	Rappresenta la portata di evaporazione provocata dalla ricircolazione interna del GNL mediante la più grossa pompa immersa.
V_A - Variazione della Pressione Atmosferica	Una diminuzione della pressione atmosferica comporta un efflusso gassoso provocato dall'espansione dei vapori nella volta del serbatoio al quale si aggiungono i vapori dovuti al surriscaldamento del liquido.
V_V - Guasto della Valvola di Regolazione	Il guasto di una valvola di regolazione può comportare un aumento della portata di vapore (es. aumento della velocità di riempimento o apertura intempestiva di una valvola rompivuoto).
V_I – Apporto di Calore Durante un Incendio	Il tasso di evaporazione durante incendio si determina supponendo che l'apporto di calore venga immediatamente utilizzato per vaporizzare il fluido non considerando l'effetto dei sistemi antincendio ad acqua.
V_D - Aspirazione del Fluido	L'aspirazione del liquido deve essere compensata da apporti gassosi allo scopo di evitare depressioni.
V_C - Aspirazione dei Compressori	L'evaporazione naturale che si produce nei serbatoi, viene regolarmente evacuata dai compressori. Anche se il sistema è regolato occorre considerare la possibilità di una pressione negativa provocata dai compressori.
V_B - Basculamento	Evaporazione dovuta al basculamento (rollover).

C.7.4 Torce e Scarichi d'Emergenza all'Atmosfera di Prodotti Tossici e/o Infiammabili

In generale un Terminale GNL è un impianto a basso inquinamento, non avendo in condizioni operative emissioni verso l'esterno.

Le fonti di possibili emissioni inquinanti sono rappresentate dalla fiaccola, dalla preparazione delle apparecchiature per la manutenzione. La fiaccola viene usata solo in situazioni di emergenza.

Durante l'esercizio normale non sono previste altre emissioni, tranne quelle fuggitive, poiché tutto il metano proveniente da boil-off sarà recuperato mediante compressori. Nel caso in cui tutti i compressori siano fuori servizio, qualsiasi perdita di gas naturale a bassa pressione sarà raccolta e convogliata in torcia. Solo lo sfiato di emergenza dalle metaniere e dei vaporizzatori verrà diretto verso sfiati atmosferici. Durante il normale esercizio non vi saranno quindi emissioni rilevabili in atmosfera.

Gli eventuali sfiati ad alta pressione potrebbero essere causati dalla compressione del boil-off o dalle sezioni di erogazione di GNL rigassificato del processo, oppure dalle valvole termiche di sicurezza nel caso in cui una sezione risulti bloccata e debba sfiatare una sovrappressione. Gli sfiati ad alta pressione verranno convogliati verso un sistema apposito. I collettori di sfiato a bassa pressione si riuniranno a monte del separatore di condensa e confluiranno alle torce. La fiaccola sarà progettata e posizionata in modo tale che la velocità e l'altezza di rilascio dei prodotti di combustione siano sufficienti per garantire che il personale e le attrezzature del Terminale non siano esposte a radiazioni termiche pericolose.

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 saranno installate in modo da essere adeguatamente controllate e provate in accordo alla normativa vigente.

C.7.6 Criteri di Protezione dei Contenitori di Sostanze Pericolose nei Confronti della Corrosione Esterna

Tutte le superfici metalliche delle apparecchiature, delle tubazioni e delle strutture saranno protette contro la corrosione mediante verniciatura, realizzata tenendo conto delle atmosfere saline ed aggressive (UNI EN 1473).

Tutti gli elementi metallici sotterranei saranno protetti contro la corrosione mediante rivestimenti ed una protezione catodica appropriata in conformità a codici o norme appropriate (UNI EN 1473).

Le strutture metalliche immerse totalmente o parzialmente in acqua saranno protette adeguatamente in particolare all'interfaccia protezione catodica/pittura.

Le condotte di invio/trasporto gas naturale ad alta e media pressione saranno protette da un sistema di corrente catodica impressa, che servirà di back up al rivestimento esterno anticorrosione. Il sistema di rivestimento esterno potrà essere in FBE (Epoxy) o in 3LPE (Polietilene a 3 strati).

Tutte le apparecchiature che saranno installate al terminale saranno realizzate e collaudate in accordo alle norme vigenti. In funzione del tipo di fluido e delle condizioni di progetto saranno eseguiti i controlli delle saldature e degli spessori delle apparecchiature interessate.

C.7.7 Ubicazione delle Zone in cui sono immagazzinate Sostanze Corrosive

Le sostanze chimiche presenti al terminale saranno in quantità necessaria all'esercizio degli impianti. Saranno depositate in aree ben definite; le sostanze acide saranno separate dalle basiche, la pavimentazione sarà adeguata, eventuali sversamenti saranno raccolti ad un sistema di drenaggio e nei pressi saranno presenti le necessarie protezioni per il personale.

C.7.8 Rivestimenti Interni, Sovrasspessori di Corrosione e Ispezioni.

Le tubazioni saranno progettate in modo da impedire qualsiasi rischio di perdita dovuto a corrosione durante la vita dell'impianto. La scelta dei materiali e le tolleranze di corrosione saranno definite durante la progettazione di dettaglio in funzione delle condizioni di funzionamento ed ambientali (UNI EN 1473).

Le tubazioni di trasferimento del prodotto dalla piattaforma di accosto al Terminale saranno realizzate in doppio tubo, con tubazione esterna protetta da rivestimento anticorrosivo e da protezione catodica.

C.7.9 Procedure di Controllo delle Apparecchiature Critiche

Le procedure di controllo da adottate per la fabbricazione, l'installazione e le operazioni di preavviamento delle apparecchiature critiche saranno elaborate prima della definizione dei fabbricanti delle apparecchiature e della messa in servizio dell'impianto.

C.7.10 Sistemi di Blocco di Sicurezza

I sistemi di blocco presenti al terminale si divideranno in:

- sistemi meccanici diretti;
- sistemi di blocco elettro-strumentali.

I sistemi meccanici interverranno direttamente sulle macchine o sugli organi in movimento con accorgimenti previsti dai fornitori/costruttore delle macchine stesse.

I sistemi di blocco elettro-strumentali interverranno mediante sensori che superati definiti valori di soglia, agiranno automaticamente su sistemi predisposti per la messa in sicurezza degli impianti e delle apparecchiature.

I sistemi di blocco interverranno allo scopo di evitare anomalie di impianto quali ad esempio sovrappressioni, sovratemperature, sovravelocità allo scopo di evitare che tali anomalie possano degenerare dando luogo a possibili condizioni di degrado/pericolo per l'impianto. I sistemi saranno progettati secondo quanto indicato alla Sezione C.7.1.

I sistemi di blocco saranno costituiti da:

- sistemi di attivazione costituiti da soglie elettroniche (fine corsa, "pressure switch");
- sistema di gestione che riceve i segnali, li elabora e trasferisce i risultati dell'elaborazione ai sistemi di attuazione;
- sistemi di attuazione che realizzano sull'impianto quanto richiesto dalle logiche di blocco (valvole a solenoide che azionano valvole di intercettazione o di sfogo, relè che arrestano od avviano motori elettrici collegati a compressori, pompe).

Tutti i sistemi di blocco degli impianti saranno periodicamente controllati e testati.

Il sistema ESD, che sarà integrato con il sistema di controllo dell'impianto e con l'impianto di rivelazione incendi e fughe gas, visualizzerà le informazioni critiche nella Sala Controllo.

Il sistema ESD sarà localizzato all'interno della Sala Controllo del Terminale e sarà corredato di tutti i sistemi e delle logiche necessarie a garantire che un guasto singolo, all'interno del sistema di controllo non possa comportare l'indisponibilità ad operare dello stesso. Il posizionamento nell'area di impianto di pulsanti manuali di ESD sarà definito in fase di progettazione di dettaglio.

Le logiche di ESD, oltre ad attivare i sistemi di intercettazione, segnaleranno a sala controllo i relativi allarmi visivi e sonori.

La logica che sarà seguita nel progetto comporterà tre livelli di arresto di emergenza:

- livello 1 – arresto totale del terminale;
- livello 2 - arresto di una unità di processo o di un area d'impianto;
- livello 3 – arresto di una singola apparecchiatura.

Le funzioni di ESD saranno definite in base agli standard di riferimento del progetto ed alle raccomandazioni relative alla protezione dell'impianto che saranno sviluppate durante l'analisi di operabilità dell'impianto (HAZOP) che sarà effettuata in fase di progettazione successiva.

C.7.11 Luoghi con Pericolo di Formazione e Persistenza di Miscele Infiammabili e/o Esplosive e/o Tossiche e Misure adottate

Le aree dove si possono sviluppare gas infiammabili sono sostanzialmente localizzate all'aperto. Il terminale sarà soggetto in fase di progettazione di dettaglio alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione.

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

I serbatoi saranno protetti da muretti/recinzioni atte ad evitare urti accidentali.

Tutti i percorsi tubazioni saranno sviluppati in zone protette dalla possibilità di essere danneggiati da normali mezzi mobili.

L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento sarà procedurato e controllato da personale d'impianto.

C.8 SISTEMI DI RILEVAMENTO

Il terminale sarà dotato di sistemi di rivelazione tali da attivare allarmi in presenza di una perdita di GNL, e segnalare la presenza di fumo o fiamme in caso di principio di incendio. In particolare in accordo alla UNI EN 1473 il terminale sarà dotato di:

- rivelatori di gas infiammabili;
- rivelatori di rilascio GNL o del freddo;
- rivelatori di incendio.

Le tubazioni di trasferimento dei prodotti dalla piattaforma di accosto al terminale saranno realizzate in doppio tubo, con sistema di rilevamento perdite nella intercapedine basato sulla misurazione della temperatura.

C.8.1 Descrizione e Posizione dei Rilevatori

I componenti primari del sistema di rilevazione incendi e gas sono i rilevatori, sistemati in modo appropriato attorno alle apparecchiature situate nelle aree dove non si esclude un possibile rilascio di gas naturale allo stato liquido o gassoso.

I tipi di rivelatori usati sono:

- rivelatori criogenici, utilizzati per la rilevazione di eventuali perdite di GNL
- rivelatori di miscele infiammabili di gas: possono essere a raggi infrarossi o basati sulla combustione catalitica del gas rilevato
- rivelatori di incendio del tipo rivelatori di fumo: possono essere del tipo a ionizzazione o ottici
- rivelatori di incendio del tipo rivelatori di fiamma: sono basati sulla rilevazione delle radiazioni ultravioletta e/o infrarossa
- rivelatori di incendio del tipo di temperatura che utilizzano termocoppie

Saranno usati due tipi di pulsanti manuali antincendio su colonnine:

- un tipo per attivazione allarme incendio;
- un tipo per attivazione di impianti di spegnimento incendi

Quelli del primo tipo attiveranno allarmi udibili e visivi, mentre i secondi attiveranno impianti fissi di spegnimento incendi.

I rivelatori attiveranno segnalazioni allarmi, di tipo acustico o visivo, in campo e a sala controllo.

Ulteriori dettagli relativi al sistema di rilevazione sono riportati al paragrafo D.8.1.

D. SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI

D.1 SOSTANZE EMESSE

La sostanza movimentata all'interno del Terminale GNL è gas naturale, composto per la maggior parte da metano, allo stato liquefatto e allo stato gassoso.

Il gas naturale non è una sostanza tossica, corrosiva né pericolosa per l'ambiente ed è classificato H220 Gas Altamente Infiammabile, secondo il Regolamento CE 1272/2008.

Nel caso in cui si bruci gas naturale ad esempio in torcia, si avrà, a seguito della combustione, emissione di anidride carbonica, vapore acqueo e monossido di carbonio. L'anidride carbonica è normalmente presente in aria in concentrazione pari a circa 300 ppm. E' un gas asfissiante e, nel caso di un incendio di elevata entità, potrebbe generare effetti di asfissia nei soggetti che si trovano sotto vento e non possono portarsi in condizioni di sicurezza. La concentrazione IDLH² indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH, 2015) 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-TWA³ pari a 35 ppm, (NIOSH, 2015), ed ha effetti di tossicità acuta. La sua concentrazione IDLH indicata dal NIOSH è pari a 1200 ppm.

D.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

D.2.1 Effetti Indotti da Incendi o Esplosioni

Dalla analisi svolta si rileva che nessun incidente ipotizzato nel Terminale causa effetti domino sugli impianti adiacenti dello Stabilimento.

Si analizza qui il rischio derivante da incidente stradale a seguito del trasporto di GNL all'interno del complesso industriale.

Come precedentemente indicato, all'interno del terminale avverrà il carico di autocisterne di GNL. Tali mezzi dovranno percorrere, per uscire dal polo industriale, un tratto di strada all'interno del complesso industriale della lunghezza di circa 3 Km, che porta dal Terminale di Stoccaggio e Rigassificazione GNL al varco di ingresso. All'interno del complesso industriale vige una rigorosa procedura che limita la velocità massima delle autobotti a :

- 30 km/ora sul viale di collegamento esterno da Porta UE ad attraversamento ferroviario ex Porta Vada;
- 20 km/ora su tutte le altre tratte interne allo stabilimento.

² 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.

³ 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.

In questo contesto (basse velocità di percorrenza, assenza di traffico civile) non è ipotizzabile una frequenza incidentale affine a quella presente sulle strade pubbliche e un eventuale incidente avverrebbe comunque a basse velocità e quindi con una possibilità limitata di danno. Ciò contribuisce ad aumentare il livello di sicurezza per quanto riguarda il trasporto di sostanze pericolose all'interno del complesso industriale.

In secondo luogo, occorre considerare le caratteristiche delle autocisterne utilizzate per la movimentazione, le quali devono rispettare specifici requisiti di sicurezza, tra i quali:

- essere in accordo con le Direttive Europee 94/9/EC e 1999/92/EC riguardanti le atmosfere esplosive (ATEX);
- essere in accordo con la Direttiva Europea 97/23/EC riguardante le apparecchiature in pressione;
- essere progettate secondo lo standard EN 13530 “Cryogenic vessels – Large transportable vacuum insulated vessels”
- rispettare la vigente normativa ADR.

Per quanto riguarda il serbatoio, sono adottati particolari accorgimenti progettuali che aumentano notevolmente il livello di sicurezza in caso di incidente, rispetto ad autocisterne non destinate al trasporto di GNL, anche in caso di ribaltamento dell'autocisterna. Il rimorchio è costituito, in conformità alla EN 13530, da una cisterna orizzontale composta da un vessel interno sotto pressione e da un rivestimento strutturale esterno. I recipienti devono essere sottoposti a diverse prove di resistenza meccanica e termica, allo scopo di verificare che resistano in condizioni di sicurezza ai valori di carico meccanico, termico, ed agli effetti chimici indicati nello standard EN 13530 “Cryogenic vessels – Large transportable vacuum insulated vessels” ed inoltre sono dotati di dispositivi atti a proteggere il serbatoio dalla sovrappressione.

Occorre inoltre citare alcune precauzioni assunte a livello generale, che contribuiscono in maniera sostanziale a diminuire il rischio derivante da un possibile incidente stradale all'interno complesso industriale:

- il personale incaricato della movimentazione deve essere informato e formato in merito alla pericolosità dei prodotti e sulle relative misure di sicurezza; le modalità di esecuzione delle movimentazioni esistono dovranno essere accompagnate da consegne scritte;
- per eventuali interventi di emergenza è sempre disponibile all'interno del polo industriale una squadra di pronto intervento costituita da personale specializzato formato e addestrato e adeguatamente attrezzato per l'intervento antincendio e in caso di fuga/perdita di prodotti tossici.

L'analisi storica ha evidenziato che negli ultimi 15 anni sono occorsi solo quattro incidenti coinvolgenti autocisterne di GNL con rilascio all'esterno, di cui solo due incidenti (entrambi in Spagna) hanno avuto come conseguenza un rilascio significativo di GNL. Tutti questi incidenti sono avvenuti su strade esterne ad impianti produttivi, dove non vigevano le rigorose procedure previste all'interno del complesso industriale e il traffico stradale non era paragonabile. Inoltre l'escalation degli scenari incidentali è avvenuta 20 minuti dopo l'incidente nel caso di Tivissa (Spagna) e dopo 71 minuti nel caso di Murcia (Spagna).

La presenza delle squadre di emergenza di stabilimento consente un intervento ben prima di questi tempi, prevenendo così l'escalation degli scenari incidentali.

A seguito delle considerazioni sopra riportate, non si ritengono credibili scenari incidentali connessi ad incidenti stradali all'interno del sito industriale.

D.2.2 Effetti degli Incidenti Indotti

Dalla analisi svolta si rileva che nessun incidente ipotizzato nel Terminale causa effetti domino sugli impianti adiacenti dello Stabilimento. Gli eventi incidentali che hanno origine da altri impianti a rischio rilevante presenti nel complesso industriale vengono trattati nel seguito:

Impianto Solvay

La mappatura degli effetti degli incidenti individuati ed analizzati nel Rapporto di Sicurezza dello Stabilimento Solvay 2010 mostra che nessuno degli incidenti ipotizzati per lo Stabilimento è in grado di dare irraggiamenti o sovrappressioni sull'area del terminale per la rigassificazione di gas naturale liquefatto e sulle pensiline di carico GNL.

La sola interazione evidenziata consiste nella possibilità che una nube di Cloro rilasciato per il verificarsi di eventi incidentali nell'impianto Solvay possa raggiungere l'area del Terminale a terra con concentrazioni pari o superiori a valori IDLH (10 ppm).

Effetti di irraggiamento o sovrappressione non raggiungono l'area del Terminale.

Impianto INEOS

Il NOF presentato nel 2005 non riportava eventi connessi allo stabilimento INEOS in quanto in quel periodo l'impianto etilene era afferente a Solvay.

Nel 2005 erano state analizzate interazioni tra la linea etilene e l'impianto GNL nell'ambito dello stesso NOF che non comportavano effetti domino o interazioni tra impianti di diverse ragioni sociali.

Nel NOF 2005 le distanze di possibile interazione tra il pontile GNL e il pontile Etilene erano al massimo di circa 500 metri. A tale proposito il CTR aveva emesso la seguente prescrizione:

Prescrizione No. 10: "Oltre alle barriere d'acqua tra piattaforme etilene e GNL sia prevista un'idonea distanza di sicurezza tra le stesse atta a mitigare gli effetti di sovrappressione causante effetto domino, quantizzabile ragionevolmente in 500 m o, in alternativa a questa ultima (distanza di sicurezza), sia prevista l'installazione, sul braccio di scarico, di ulteriori sistemi di sicurezza, tali da giustificare la riduzione degli effetti dell'incidente (es.: installazione del sistema PERC anche per l'impianto etilene)".

Successivamente l'impianto etilene è stato acquisito da INEOS che ha presentato il rapporto di sicurezza per l'impianto Etilene.

A seguito delle prescrizioni formulate dal CTR con lettera Prot. No. 0006165 del 02/04/2012, INEOS nel 2012 ha presentato una revisione del Rapporto di Sicurezza del 2005. Tale revisione del documento aggiorna e supera anche gli scenari trattati nel Rapporto di Sicurezza presentato da INEOS nell'Ottobre 2010. Nella revisione del Rapporto di Sicurezza emessa nel 2012 la mappatura degli eventi incidentali mostra che uno scenario localizzato sul pontile etilene potrebbe impattare la piattaforma di scarico metaniere e la tubazione del GNL avendo una distanza di interazione fino a 1005 metri.

In particolare lo scenario “Top 3 - Rilascio di etilene per rottura della pipeline in conseguenza di urto con nave” presenta gli effetti riportati nella tabella seguente, estratta dal RdS INEOS (Ineos, 2012):

Tabella 76: Top 3 - Rilascio di Etilene per Rottura della Pipeline in Consequenza di Urto con Nave

Frequenza accadimento (eventi/anno)	Durata rilascio	Scenario	Frequenza Scenario (ev./anno)	Distanze di danno (m)				
				Diame- tro pozza / lun- ghezza getto	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irre- versibili	Lesioni reversibili
5.8E-05	3 minuti	Jet Fire	1.73E-05	153.8	165.2	175.4	188	222
		Flash Fire	8.26E-07	--	429	--	939	--
		UVCE	4.00E-07	--	1005	1051	1122	1284

Tale evento è dovuto all’impatto di una nave con il pontile che, come discusso nel RdS, potrebbe generare:

- Jet Fire;
- Flash Fire;
- UVCE.

Gli effetti di un Jet Fire non sarebbero significativi, nella generazione di effetti domino, a fronte della breve durata dell’evento. Il Flash Fire avrebbe effetti su eventuali operatori coinvolti nello scenario ma non potrebbe causare effetti domino.

Lo scenario di UVCE potrebbe essere fonte di effetto domino qualora la sovrappressione di 0.3 bar, raggiungesse una nave metaniera attraccata al molo di scarico GNL. Le due piattaforme di attracco per scarico Etilene e movimentazione GNL disterebbero 430 metri e la sovrappressione di 0.3 bar generata da un UVCE potrebbe raggiungere distanze di 1005 metri dal punto di rilascio dell’etilene, si potrebbe quindi avere effetto domino su una nave metaniera o una bettolina ormeggiata sul pontile. Relativamente alla distanza raggiunta da 0.3 bar si noti che questa è dovuta allo spostamento di una nube infiammabile fino a distanza di 900 m circa dal punto di rilascio e che il raggio di azione della sovrappressione di 0.3 bar è di 100 m circa.

Non si considerano le conseguenze di tale evento per le condotte GNL situate sul pontile in quanto l’eventuale impatto di una nave sul pontile danneggerebbe contemporaneamente sia la condotta etilene che quella GNL, non generando a rigore un effetto domino ma un incidente che coinvolge contemporaneamente tubazioni di impianti differenti.

Si prevede che annualmente possano approdare presso il pontile 100 navi gasiere e bettoline per un numero massimo di 35. Nonostante le bettoline abbiano una capacità di carico molto inferiore rispetto alle navi metaniere si è considerato conservativamente che il tempo di scarico delle navi metaniere e il tempo di carico delle bettoline sia equivalente e pari a 12 ore per ogni mezzo navale.

Considerando quindi che il tempo annuale di presenza di navi presso il pontile è di 1620 ore/anno si calcolata una probabilità di presenza della nave presso al pontile GNL pari al 18%.

In ragione di questa probabilità di presenza la frequenza di occorrenza di un coinvolgimento di una nave attraccata al pontile GNL in una UVCE è pari a $7.2 \text{ E-}08$ ev./anno. Tale frequenza è inferiore alla soglia di credibilità.

Oltre a tale valutazione, occorre considerare che la direzione prevalente del vento nell'area spira da Nord - Est per circa l'80 % di una giornata tipo, portando la eventuale nube rilasciata in direzione lontana dalla nave gasiera. La probabilità di occorrenza è quindi ulteriormente riducibile a $1.4 \text{ E-}08$ ev/anno. Per tali ragioni l'evento non viene ritenuto credibile e non viene ulteriormente analizzato.

Gli altri eventi riportati nel RdS INEOS che risultano avere origine sul pontile dell'Etilene hanno frequenze di occorrenza inferiori alla soglia di credibilità ($1.0 \text{ E-}07$ eventi/anno) e non hanno quindi impatto sulla sezione a mare dell'impianto GNL.

Non si hanno altri eventi credibili generati dall'impianto etilene che possano avere effetti sul impianto Terminale GNL.

In particolare non si ritengono credibili effetti domino dovuti a rilasci originati dalla condotta dell'etilene che possano impattare sulla condotta di GNL. Questo perché la condotta GNL è interrata e a doppio tubo, mentre la condotta etilene è in superficie. Un eventuale rilascio originato dalla condotta dell'etilene non potrebbe impattare sulla condotta del GNL.

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.

Il Terminale sarà dotato dei sistemi di rivelazione gas, incendi e fughe di GNL connessi al sistema di allarme integrato con il sistema di intercettazione di emergenza (ESD) presentato nel Paragrafo C.7.10. Le azioni di emergenza saranno organizzate mediante un Piano di Emergenza Interno.

Le analisi hanno evidenziato che alcuni scenari incidentali potrebbero coinvolgere le apparecchiature limitrofe per un tempo maggiore di 10 minuti. Si evidenzia che le apparecchiature saranno protette da sistemi di raffreddamento sia fissi che mobili che saranno dimensionati per una portata di acqua sufficiente a fare fronte agli irraggiamenti calcolati, oltre che da sistemi di depressurizzazione come descritto precedentemente.

D.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

D.3.1 Sistemi per il Contenimento di Fuoriuscite di Sostanze Infiammabili

Il Terminale sarà progettato allo scopo di contenere eventuali sversamenti di GNL, idrocarburi e sostanze chimiche ed impedire la contaminazione del terreno e delle acque.

Sistemi di raccolta per eventuali sversamenti saranno installati a servizio dei bracci di carico e delle pompe .

I serbatoi destinati allo stoccaggio di liquidi infiammabili saranno dotati di bacino di adeguate dimensioni atti a contenere eventuali sversamenti accidentali.

Tutte le aree attorno ad apparecchiature contenenti sostanze chimiche saranno dotate di adeguata pendenza a indirizzare eventuali sversamenti verso la più vicina area di contenimento definita comunque in modo da non incrementare il livello di rischio nei confronti di altre apparecchiature.

Rilasci e Perdite di GNL

La progettazione del Terminale è atta a 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 è dotato di valvole di intercettazione in ingresso ed uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, ecc.) e sulle linee principali di GNL. In tal modo è possibile isolare le apparecchiature e i tratti di linea e di limitare al minimo i rilasci di GNL e di vapori in caso accidentale.

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

Il sistema include le seguenti aree principali:

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

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

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

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

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

Nella zona di scarico del GNL dalla nave (o carico di GNL sulla bettolina) sono previsti sistemi di intercettazione e sgancio rapido dei bracci di scarico (PERC), che permettono lo sgancio rapido dei bracci sia manuale che automatico senza provocare danni strutturali. La progettazione dell'impianto prevede di minimizzare gli accoppiamenti flangiati.

I serbatoi di stoccaggio saranno del tipo a doppia parete a contenimento totale in accordo alla norma UNI EN 1473. In caso di fuoriuscita dal contenimento primario, il contenimento esterno permette di trattenere il liquido criogenico. Tutte le connessioni e i bocchelli per la

strumentazione per ragioni di sicurezza saranno ubicati sulla sommità. I serbatoi di questo tipo non richiedono ulteriori bacini di contenimento.

Le tubazioni di trasferimento prodotti dalla piattaforma di accosto al Terminale saranno realizzate in doppio tubo. Il tubo esterno funge da contenimento in caso di perdite dalla tubazione interna, oltre che da protezione meccanica a fronte di eventi esterni, essendo in grado di contenere sia la pressione che la temperatura dei prodotti trasportati.

Rilasci e perdite di altri fluidi

Le apparecchiature e i serbatoi contenenti combustibili, lubrificanti e additivi chimici usati nel processo devono essere provvisti di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati. Vengono prese tutte le precauzioni operative per evitare fuoriuscite e perdite durante le operazioni di manutenzione. Eventuali minime fuoriuscite di olio lubrificante vengono raccolte e drenate. Il carburante (diesel) per il sistema di alimentazione di emergenza sarà stoccato in modo che eventuali perdite siano contenute e non ci sia alcuna possibilità di contaminazione delle risorse del sottosuolo.

I rifiuti liquidi generati da fuoriuscite o perdite sono in seguito smaltiti in conformità ai regolamenti e alle leggi vigenti.

D.4 CONTROLLO OPERATIVO

D.4.1 Criteri di Predisposizione delle Procedure e Istruzioni per il Controllo Operativo

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 al terminale.

D.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

L'impianto sarà dotato della necessaria segnaletica di sicurezza in accordo a quanto richiesto dal D.L.vo 81/2008 al Titolo V "Segnaletica di Salute e Sicurezza sul Lavoro" e s.m.i..

Saranno installati i necessari cartelli di:

- sicurezza e salute sul luogo di lavoro;
- divieto, quali ad esempio il divieto di fumare e usare fiamme libere e il divieto di accesso alle persone non autorizzate;
- avvertimento, quali ad esempio cartelli che informano della presenza di gas infiammabili, liquidi infiammabili, sostanze a bassa temperatura;
- prescrizione, quali cartelli che invitano a indossare i necessari Dispositivi di Protezione Individuale;
- salvataggio e soccorso (ad esempio segnalazione vie di fuga ed uscite di emergenza).

Tutte le attrezzature antincendio presenti saranno colorate in rosso, collocate in posizioni visibili ed adeguatamente segnalate da appositi cartelli.

D.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

La movimentazione delle autobotti in impianto è trattata precedentemente.

Nel Terminale non si prevede siano normalmente presenti fonti di rischio mobili non connesse alla operatività del Terminale. L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento per effettuazioni di operazioni di manutenzione sarà procedurato e controllato dal personale di impianto.

Per evitare danni per la caduta di oggetti o da collisione che potrebbero comportare perdite di GNL verranno presi opportuni accorgimenti per la manutenzione e l'installazione delle apparecchiature. I lavori attorno alle apparecchiature saranno soggetti a valutazione del rischio, ma in generale non saranno consentite operazioni di sollevamento con mezzi mobili nei pressi delle apparecchiature.

D.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI

L'accesso al Terminale sarà consentito solo al personale autorizzato.

Il Terminale sarà dotato di recinzione antintrusione.

Le misure di restrizione di accesso, gli orari e i turni della guardiana nelle ore notturne saranno definiti ai fini di garantire la sicurezza dell'impianto.

Il Terminale sarà dotato di un sistema di sorveglianza mediante telecamere a circuito chiuso che consentirà la copertura dell'impianto.

Il traffico di mezzi terrestri in fase di esercizio, imputabile alla distribuzione del GNL via gomma sarà regolato e controllato tramite un controllo all'ingresso (check in) e uno all'uscita (check out) del deposito.

Permessi di Lavoro

Qualsiasi intervento di costruzione, montaggio o manutenzione da effettuare all'interno del Terminale dovrà essere preventivamente autorizzato attraverso l'emissione di un permesso di lavoro scritto. A tale proposito saranno redatte adeguate procedure che regoleranno l'emissione dei permessi di lavoro nonché le relative precauzioni da adottare.

D.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO

I sistemi di protezione, previsti al fine di ottenere un elevato grado di sicurezza, sono stati scelti sulla base di quanto richiesto dalle norme, codici, standard di riferimento e di quanto deriva da criteri di buona ingegneria.

Il sistema di protezione attiva è stato previsto al fine di un totale controllo della situazione di incendio più gravosa ipotizzata, senza che si renda necessario l'intervento di ulteriori mezzi.

Al fine di garantirne l'operatività in tutte le condizioni, i componenti del sistema antincendio che necessitano di energia elettrica, dovranno essere alimentati da due fonti, completamente diverse ed indipendenti, di cui una privilegiata.

Tutti i sistemi e le apparecchiature antincendio installati nell'impianto dovranno essere, sotto tutti gli aspetti, validi per una sicura e continua operatività.

I sistemi e le apparecchiature saranno progettati tenendo conto delle condizioni ambientali, in particolare per quanto riguarda i problemi dovuti alla presenza di vento, alla sismicità del luogo ed alla vicinanza al mare (ambiente salino).

I sistemi e le apparecchiature non dovranno subire danni permanenti dovuti alle condizioni ambientali nelle quali devono operare.

In Appendice D.8.1 al presente documento si riporta la Planimetria della Rete Antincendio.

D.8.1 Impianti, Attrezzature e Organizzazione per la Prevenzione e l'Estinzione degli Incendi

Relativamente al sistema di distribuzione acqua antincendio, sono previste due reti di acqua antincendio separate, una a servizio dell'area pontile (alimentata ad acqua di mare) e l'altra a servizio dell'area di stoccaggio e impianti (alimentata ad acqua industriale).

Dai calcoli preliminari effettuati la portata d'acqua antincendio necessaria risulta di circa 800 m³/ora per la protezione del pontile e di circa 2700 m³/ora per la protezione dell'area impianto a terra includendo l'area stoccaggio GNL e le pensiline di carico autocisterne.

L'impianto antincendio sarà alimentato in derivazione dall'esistente rete antincendio Solvay, sia nella zona pontile, che nella zona processo.

Attualmente la rete antincendio del pontile Solvada risulta dotata di due pompe della portata di 800 m³/ora ciascuna (una con motore elettrico e una con motore diesel) situate lungo il pontile.

La protezione antincendio è implementata in considerazione delle modifiche al progetto per assicurare la protezione delle pensiline di carico autocisterne.

Impianto Antincendio

La protezione contro l'incendio al terminale è assicurata mediante una combinazione di sistemi fissi, automatici e manuali. L'acqua viene usata come mezzo principale di lotta antincendio assieme agli altri sistemi ed apparecchiature portatili descritti nelle sezioni successive.

L'impianto antincendio sarà costituito essenzialmente da:

- rete di distribuzione acqua antincendio;
- impianti di spegnimento fissi ad acqua (bocche antincendio, aspo, lance, sistemi a diluvio, cortina d'acqua);
- impianti di spegnimento fissi a gas estinguenti (sistema estinguente fisso ad Inergen,);
- impianti di spegnimento fissi a polvere chimica;
- impianto di spegnimento semifissi;
- estintori (estintori a polvere, estintore a CO₂ portatile);
- impianti di rivelazione gas, incendi e impianti di allarme;
- pannello di controllo;
- sistemi a schiuma;
- automezzi antincendio.

In caso di incendio, il sistema di lotta antincendio ad acqua previsto consentirà oltre di provvedere l'estinzione degli incendi anche di proteggere le apparecchiature e le strutture, interessate da un incendio contro le radiazioni termiche in modo da evitare il rischio di propagazione.

Per qualsiasi focolaio iniziale, la portata dell'acqua disponibile sarà sufficiente per alimentare: gli ugelli di distribuzione di ogni apparecchiatura, almeno due bocche antincendio ed eventualmente cortine d'acqua e generatori di schiuma della zona.

L'acqua sarà fornita agli ugelli dei dispositivi antincendio alla portata nominale e ad una pressione compresa tra i 7-10 barg.

Focolai iniziali potenziali

Gli elementi seguenti sono considerati come focolai iniziali potenziali:

- compressori gas di boil off;
- ricondensatori;
- vaporizzatore a fiamma sommersa;
- pompe a bassa pressione e pompe ad alta pressione;
- tubazione valvola di sicurezza da serbatoi;
- zona dei bracci di scarico GNL.

Bocche antincendio, colonnine antincendio e naspì

I tipi e la posizione delle bocche antincendio sono conformi all' NFPA 24.

Il rifornimento dalla conduttura principale è fatto attraverso una tubazione da 6", provvista di valvola di isolamento manuale. Ogni bocca antincendio ha una connessione da 4'' e due da 2½'' provviste di valvole di isolamento e giunti istantanei. I dispositivi di riduzione di pressione limitano la pressione all'uscita della bocca antincendio a 7 barg.

Le colonnine antincendio sono situate lungo la tubazione di distribuzione principale, ogni 80 ÷ 120 m.

Un naspo è previsto in prossimità di ogni edificio.

Monitori Antincendio

Due monitori antincendio elevati su palo controllate a distanza, come quelle presenti alla piattaforma di scarico etilene, sono fornite all'estremità del pontile, su entrambi i lati dei bracci di scarico, a distanza di sicurezza dalla linea di attracco. La loro altezza è adeguata alle dimensioni delle nave metaniera più grande.

Le stazioni di telecomando dei dispositivi sono situate in un posto sicuro e protette dalle radiazioni termiche.

Sistemi Fissi ad Acqua

La portata dei sistemi di spruzzo è calcolata secondo i codici EN 1473.

Il sistema è protetto per resistere all'incendio, funzionando anche nel caso di un'esposizione alle radiazioni fino a 90 minuti.

Ogni sistema fisso può essere attuato separatamente mediante l'apertura di una valvola a diluvio di acqua dedicata. Ogni valvola a diluvio può essere attivata sia automaticamente dal

sistema di controllo di sicurezza che manualmente (pulsante a distanza ed attuazione manuale locale).

Cortina o Barriera ad Acqua

Cortine d'acqua saranno installate sul pontile per proteggere il personale e le apparecchiature in caso di incendio, e per disperdere eventuali nubi di gas metano.

Sistemi a Schiuma

Le zone dove può avvenire spandimento di prodotto sono dotate di sistema di raccolta e drenaggio verso bacini di contenimento.

Sono previsti sistemi fissi per fornire schiuma nei bacini di contenimento (ed intorno al serbatoio) e per controllare il gas di boil off ed eventualmente combattere il fuoco in caso di innesco.

Per fornire sia l'alta velocità di schiuma che la buona stabilità al vento, si preferiscono schiume a media espansione.

Lo stoccaggio del concentrato di schiuma ed il sistema di dosaggio è situato in una zona protetta dal fuoco. L'acqua richiesta per la miscela della schiuma è prelevata dal collettore principale dell'acqua antincendio, a monte delle valvole di intercettazione. La miscela di schiuma è trasportata ai dispositivi di iniezione tramite una rete dedicata.

Controllo Spandimenti GNL Criogenico

Le zone dove può avvenire spandimento di GNL sono dotate di sistema di raccolta e drenaggio verso bacini di contenimento.

Sistema Chimico

Un sistema a polvere chimica è previsto a protezione delle valvole di sicurezza sul tetto dei serbatoi di stoccaggio. Il gas inerte per l'estintore chimico secco è azoto.

Sistemi di Spegnimento Manuale

Il carrello e/o gli estintori portatili a prodotti chimici secchi sono forniti in tutte le aree (processo e pontile) per far fronte a piccoli fuochi.

Sistema di spegnimento all'interno degli edifici

Dispositivi portatili

Saranno previsti estintori portatili in ogni edificio.

Dispositivi fissi a gas inerte

I sistemi direzionali di inondazione ad Inergen sono previsti nella Sala Controllo per proteggere i pannelli di controllo. Un altro sistema ad Inergen proteggerà lo spazio sotto il pavimento in cui sono alloggiati i cavi. I sistemi sono attivati dal pulsante manuale.

Un allarme udibile e visivo è attivato 5 minuti prima dello scarico del gas inerte.

L'allarme sarà udibile e visibile sia all'interno che all'esterno delle zone protette ed a tutti i punti di entrata delle zone protette.

Questi sistemi ad Inergen sono forniti con una capacità di riserva del 100 %, per permettere una seconda attivazione senza dover integrare le bombole di alimentazione dell'estinguente.

Protezione antincendio passiva

Per quanto è possibile, i cavi elettrici e di controllo sono interrati per proteggerli dal rischio d'incendio.

In accordo alle norme EN 1473, gli elementi di controllo ed i cavi, così come ogni struttura e supporto che possano compromettere la sicurezza del terminale nel caso di perdita di integrità dopo un'esposizione al fuoco, sono resi incombustibili. Il trattamento incombustibile assicura una protezione contro il fuoco pari ad almeno 90 minuti.

Procedura di Emergenza

Le caratteristiche e le procedure degli interventi di emergenza saranno definite in accordo alle prescrizioni dei Vigili del Fuoco e coordinate con l'esistente procedura e mezzi di emergenza dello Stabilimento, che fornirà i mezzi mobili antincendio e la squadra antincendio anche al nuovo Terminale.

Apparecchiature di Sicurezza Personale

Saranno previsti respiratori in sala di controllo, nella sottostazione elettrica, in testa pontile e in impianto.

Impianti di Rivelazione Gas, Incendi, Rilasci GNL e di Allarme

Il Terminale sarà dotato di impianti di rivelazione gas, incendi e da impianti di allarme. Gli impianti di rivelazione saranno progettati per:

- comportare la più rapida ed affidabile rivelazione di gas o di incendio;
- allertare il personale dell'impianto e alla Sala Controllo;
- iniziare azioni di prevenzione e di controllo allo scopo di evitare eventuali escalation degli incidenti, includendo l'attivazione degli impianti antincendio, la partenza delle pompe antincendio.

La scelta dei rivelatori, in termini di principio operativo, quantità e localizzazione è definita considerando:

- tipo di gas infiammabile che può essere presente;
- tipo di incendio che si deve rivelare;
- condizioni ambientali: temperatura, direzione e velocità del vento, polveri o vapori presenti nell'aria, presenza di inquinanti, possibili interferenze magnetiche, ostruzioni presenti nell'impianto;
- comportamento in termini di dispersione dei fumi o dei gas;
- flussi dell'aria di ventilazione;
- possibili guasti e falsi allarmi;
- requisiti di manutenzione (frequenza e durata);
- performance richieste in termini di velocità di risposta.

Rivelatori di incendio saranno previsti all'interno degli edifici, degli shelters di alloggiamento delle apparecchiature, dei locali contenenti apparecchiature elettriche presenti al terminale allo scopo di segnalare tempestivamente un possibile incendio.

Rivelatori di incendio saranno del tipo:

- a bulbo (installati per gli impianti a sprinkler);
- a temperatura di tipo fisso, installati in generale all'esterno ed associati ad impianti ad acqua del tipo water spray;
- a temperatura del tipo compensato, all'interno di edifici o locali dove si prevedono normalmente variazioni di temperatura nei pressi di macchine associate a motori;
- a temperatura del tipo ad incremento di temperatura compensato installati nelle aree ove possono essere presenti fumi ad esempio i locali officina.

Rivelatori di fumo saranno installati all'interno di locali chiusi quali: Sala Controllo, sale quadri elettrici e cavi, uffici, locali di sistemazione delle macchine di ventilazione e condizionamento.

Rivelatori di fiamma potranno essere installati ove occorre una rapida rivelazione e ove il solo uso di rivelatori termici non si ritiene sufficiente. Saranno installati in aree dove possano essere protetti dall'irraggiamento solare, al fine di evitare falsi allarmi.

Nell'impianto saranno inoltre installati dei pulsanti di allarme manuali per l'attivazione di allarmi da parte di operatori presenti nell'impianto. I pulsanti d'allarme saranno colorati in rosso del tipo "lift flap & push button". Saranno raggruppati per zone, e localizzati nei pressi delle uscite principali e lungo le vie di fuga.

I rivelatori di gas infiammabili saranno del tipo sensibile agli idrocarburi e calibrati mediante gas naturale. I rivelatori gas saranno installati in accordo a quanto indicato alla sezione 13.1.3 della UNI EN 1473. In particolare durante la progettazione successiva in funzione dell'analisi dei rischi, i rivelatori gas saranno installati a protezione di:

- zone di scarico GNL;
- vaporizzatori GNL;
- all'aspirazione aria di compressori;
- pompe GNL;
- bacini di raccolta GNL;
- compressori gas di boil-off;
- edifici e spazi ove si possano accumulare gas;
- all'aspirazione aria dei sistemi di ventilazione installati a servizio di locali in aree di processo che movimentano idrocarburi.

I rivelatori saranno del tipo a raggi infrarossi o elettro-catalitico per le zone protette dagli agenti atmosferici e da polveri e veleni. Al fine di garantire ridondanza al sistema di rivelazione gas ogni zona sarà protetta da almeno due rivelatori, connessi separatamente al sistema di controllo ed allarme. I rivelatori di gas infiammabili installati nei canali di presa aria degli impianti di ventilazione di edifici e shelters, saranno almeno due per ogni presa aria.

Tutti i rivelatori saranno del tipo a soglia regolabile e gli allarmi saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- 20 % Lower Explosive (or Flammable) Limit, LFL;
- 50% LFL.

I rivelatori gas localizzati nelle prese aria dei sistemi di ventilazione saranno settati sui seguenti livelli di concentrazione di gas infiammabili:

- 10 % LFL;
- 20 % LFL.

I locali batterie che conterranno batterie e che in condizioni di ricarica produrranno concentrazioni elevate di idrogeno saranno protetti da rivelatori di idrogeno settati sui seguenti allarmi:

- 10 % LFL;
- 20 % LFL.

Allo scopo di rilevare eventuali rilasci di GNL liquefatto saranno installati dei rivelatori del freddo.

I rivelatori saranno localizzati nelle zone di bacino/raccolta di eventuali rilasci di GNL. I rivelatori del freddo una volta attivati azioneranno l'allarme di impianto, attiveranno le necessarie azioni di blocco ed intercettazione di emergenza (ESD) e le protezioni previste.

Il sistema di controllo degli impianti di rivelazione gas, incendi e rilasci GNL (basse temperature) sarà integrato con il sistema ESD del Terminale.

Nelle seguenti Tabelle sono riportate le principali azioni a seguito di rivelazione gas, incendi o rilasci GNL:

Tabella 77: Segnali di Rivelazione al Pontile e Azioni Conseguenti

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
1.	Allarme incendio attivato manualmente	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di:	
	Segnali di allarme dal pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Allarme alla sala controllo al pontile. • Attivazione dello shutdown al Pontile (su conferma) • Allarme alla Sala Controllo Principale.
2.	Rivelazione Incendi	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di:	
	Segnali di allarme dal pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Allarme alla sala controllo al pontile. • Attivazione dello shutdown al Pontile (su conferma) • Allarme alla Sala Controllo Principale.
	Segnale dalla sottostazione	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione del sistema di estinzione (su conferma)
Segnali dalle valvole di sicurezza	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dell'impianto a polvere chimica (dry chemical powder snuffing) (su conferma). 	
3	Rivelazione Gas	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme incendio sonoro.
	In caso di:	
	Segnali di allarme dal pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Allarme alla Sala Controllo al Pontile. • Attivazione dello shutdown al Pontile (su conferma) • Allarme alla Sala Controllo Principale.
	Segnali dai canali di ingresso aria agli impianti di ventilazione	<ul style="list-style-type: none"> • Intercettazione della presa aria (Shut off fresh air intake).
4	Rivelatori del Freddo (Rilasci di GNL)	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. • Allarme sonoro.
	In caso di:	
	Due segnali dal Pontile	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dello shutdown al Pontile. • Allarme alla Sala Controllo al Pontile. • Allarme alla Sala Controllo Principale.
5	Segnale di emergenza dalla nave gasiera e/o etileniera	<ul style="list-style-type: none"> • Attivazione dello shutdown al Pontile. • Allarme alla Sala Controllo al Pontile. • Allarme alla Sala Controllo Principale. • Attivazione del distacco in emergenza della nave.

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
6	Operazione di scarico distacco dei bracci in emergenza	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione dello shutdown al Pontile. Allarme alla Sala Controllo al Pontile. Allarme alla Sala Controllo Principale. Attivazione del distacco in emergenza della nave.
7	Segnale di emergenza dal bacino di raccolta sversamenti al Pontile	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione dello shutdown al Pontile. Allarme alla sala controllo al Pontile. Allarme alla Sala Controllo Principale.
8	Inizio dello shutdown al Pontile (anche da pulsanti di attivazione manuali) Attivazione del distacco in emergenza	<ul style="list-style-type: none"> Allarme alla nave gasiera Allarme alla Sala Controllo al Pontile. Allarme alla Sala Controllo Principale
9	Inizio dello shutdown al Terminale (Anche a seguito di attivazione manuale)	<ul style="list-style-type: none"> Inizio shutdown del processo. Inizio shutdown al Pontile Allarme alla Sala Controllo al Pontile Allarme alla Sala Controllo Principale.

Tabella 78: Segnali di Rivelazione Impianto a Terra e Azioni Conseguenti

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
1	Allarme incendio attivato manualmente	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. Allarme incendio sonoro.
2	Rivelazione Incendi	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. Allarme incendio sonoro.
	In caso di (su conferma del segnale di incendio):	
	Segnali dai bacini	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione degli impianti ad acqua del tipo water spray su pompe, strutture e tubazioni dei serbatoi di stoccaggio GNL
	Rivelazione incendi sui serbatoi	<ul style="list-style-type: none"> Blocco del processo al serbatoi interessato
	Rivelazione incendi su pompe/ricondensatore	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione degli impianti ad acqua del tipo water spray Attivazione dello shutdown di processo
	Segnale dalla sottostazione	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione dell'impianto estinguente alla sottostazione (su conferma)
Segnali dalla valvola di sicurezza	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione dell'impianto a polvere chimica (dry chemical powder snuffing) (su conferma) 	
3	Rivelazione Gas	

	Segnale di Rivelazione	Azione Conseguente
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. Allarme incendio sonoro.
	In caso di (su conferma del segnale)	
	Rivelazione gas ai serbatoi	<ul style="list-style-type: none"> Shut down di processo sul serbatoio interessato
	Segnali dai canali di ingresso aria agli impianti di ventilazione	<ul style="list-style-type: none"> Intercettazione della presa aria (Shut off fresh air intake).
	Segnali dall'aspirazione aria ai motori	<ul style="list-style-type: none"> Shut down del motore
4	Rivelatori del Freddo (Rilasci di GNL)	
	Da qualsiasi zona:	<ul style="list-style-type: none"> Indicazione sul quadro di controllo impianto rivelazione gas e incendi. Allarme sonoro.
	In caso di (su conferma del segnale)	
	Due segnali da un'area	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione dello shutdown nell'area interessata
	Due segnali da un bacino di raccolta	<ul style="list-style-type: none"> Attivazione dello shutdown nell'area

Tutti i circuiti di rivelazione saranno monitorati dal sistema in modo da segnalare prontamente eventuali guasti.

La sequenza delle azioni previste in caso di rivelazione sarà messa a punto nella fase di progettazione di dettaglio.

Come minimo si prevedono le seguenti azioni:

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

L'alimentazione elettrica al sistema di controllo dell'impianto di rivelazione gas incendi e rilasci GNL sarà integrata da un sistema a batterie UPS (Uninterruptible Power Supply). Il sistema a batterie avrà una capacità sufficiente a provvedere un back up in condizioni normali di monitoraggio pari a 24 ore per la rivelazione incendi, 4 ore per la rivelazione gas seguito da un periodo di carico dovuto ad un allarme di 30 minuti.

Docce di Emergenza e Lavaocchi

Docce di emergenza saranno previste nelle aree dove il personale può entrare a contatto con sostanze chimiche che possano causare danni per contatto. In particolare nei pressi dei locali di dosaggio sostanze chimiche, nelle aree di stoccaggio sostanze acide e caustiche, nei pressi di apparecchiature che contengono sostanze chimiche pericolose.

Le docce ed i lavaocchi saranno alimentate da acqua potabile e a temperatura tale da non provocare shock termici.

Attrezzature di Sicurezza e Protezione del Personale

Cassette di primo soccorso saranno installate alla Sala Controllo ed in aree strategiche dell'impianto. Le cassette conterranno presidi medici di base bende, cerotti, come previsto dalla vigente normativa.

All'interno dell'edificio Sala Controllo ed in alcune aree in campo definite in fase di progettazione successiva saranno installati degli autorespiratori per la protezione del personale.

Nei pressi del pontile saranno installati dei salvagenti dotati di fune di sicurezza lunga 30 metri.

Mezzi Mobili Antincendio

In accordo alle raccomandazioni SIGTTO al pontile stazionerà durante le operazioni di scarico da nave gasiera un rimorchiatore antincendio pronto ad effettuare i necessari interventi.

Il Terminale si avvarrà dei mezzi mobili e della squadra antincendio di Stabilimento.

Monitoraggio del Vento

Al terminale sarà installato su una postazione elevata chiaramente visibile da tutte le aree una manica a vento in modo da poter identificare rapidamente la direzione possibile di eventuali rilasci gassosi ed aiutare la scelte delle azioni da effettuare durante un'emergenza.

Una stazione di monitoraggio meteorologico registrerà la velocità e la direzione del vento.. Le misurazioni saranno riportate in Sala Controllo.

D.8.2 Sistema di Drenaggio

Sul pontile, nelle aree di stoccaggio e vaporizzazione saranno realizzati dei bacini di raccolta per eventuali perdite accidentali di GNL. L'eventuale necessità di definire ulteriori bacini di raccolta sarà verificata nella fase di progettazione successiva.

Qualsiasi perdita accidentale da una delle tubazione disposte alla sommità dei serbatoi di stoccaggio in corrispondenza delle pompe sommerse sarà convogliata, verso un condotto di scarico e diretta attraverso un canale, verso il bacino di raccolta.

D.8.3 Fonti di Approvvigionamento dell'Acqua Antincendio

Sono previste due reti di acqua antincendio separate, una a servizio dell'area pontile (alimentata ad acqua di mare) e l'altra a servizio dell'area di stoccaggio e impianti (alimentata ad acqua industriale).

Dai calcoli preliminari effettuati la portata d'acqua antincendio necessaria risulta di circa 800 m³/ora per la protezione del pontile e di circa 2700 m³/ora per la protezione dell'area impianto a terra includendo l'area stoccaggio GNL e le pensiline di carico autocisterne.

L'impianto antincendio sarà alimentato in derivazione dall'esistente rete antincendio Solvay, sia nella zona pontile, che nella zona processo.

Attualmente la rete antincendio del pontile Solvada risulta dotata di due pompe della portata di 800 m³/ora ciascuna (una con motore elettrico e una con motore diesel) situate lungo il pontile.

La protezione antincendio è implementata in considerazione delle modifiche al progetto per assicurare la protezione delle pensiline di carico autocisterne. In particolare si veda la planimetria antincendio riportata in Appendice D.8.1.

D.8.4 Autorizzazioni concernenti la Prevenzione Incendi

Il terminale è in fase di progettazione e di ottenimento delle necessarie autorizzazioni alla realizzazione. Il presente rapporto costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza redatto al fine dell'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità da parte delle Autorità Competente.

Le attività che non rientrano in applicazione della Direttiva Seveso ma che fanno capo all'Allegato I del D.P.R. 151/2011 presenti nel deposito sono le seguenti:

- Attività 49.3.C: gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione oltre 700 kW connessa all'installazione di:
 - un gruppo elettrogeno alimentato a gasolio della potenza di 1000 kW;
- Attività 12: depositi di liquidi combustibili di capacità geometrica complessiva compresa tra 1 e 9 m³ connesse alla presenza di un serbatoio di stoccaggio gasolio che ricade in categoria A:
 - Serbatoio per lo Stoccaggio di Diesel per il Gruppo Elettrogeno di Emergenza della capacità di 8.5 m³.

L'attività 49.3C è documentata ai sensi del Decreto del Ministero dell'Interno 7 Agosto 2012 e presentata contestualmente in allegato al presente rapporto alla Direzione Provinciale dei Vigili del Fuoco unitamente all'attestato di versamento degli oneri di prevenzione incendi relativo alle attività sopra elencate per ottenimento parere preventivo.

In Allegato I.10 al presente documento si riporta la documentazione relativa a tali attività, di cui all'Allegato I del D.M. del 07/08/2012.

D.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

Edison prima di iniziare le attività predisporrà, come richiesto dall'Articolo 20 del D.Lgs. 105/15 un Piano di Emergenza Interno per il terminale. Il piano di emergenza sarà elaborato in accordo all'Allegato 4 del medesimo decreto.

D.9.1 Dislocazione di Sale Controllo, Uffici, Laboratori e Apparecchiature Principali

La disposizione impiantistica del Terminale è e sarà effettuata sulla base delle seguenti norme e criteri:

- ottemperare ai requisiti della Norma UNI EN 1473;
- ottemperare ai requisiti della Norma NFPA 59A, ove applicabili;
- ottemperare ai requisiti imposti da Industrial Risk Insurers (IRI), ove applicabili;
- installare le apparecchiature in modo da soddisfare i criteri di sicurezza, operatività, facilità costruttiva e norme di manutenzione.

Per quanto riguarda la disposizione planimetria degli impianti si evidenzia quanto riportato nel seguito. I serbatoi di stoccaggio GNL sono ubicati separati dall'area di processo.

In accordo alla UNI EN 1473, considerato che i serbatoi saranno in calcestruzzo precompresso ed a contenimento totale, la distanza tra i serbatoi è superiore alla metà del diametro esterno degli stessi.

La fiaccola sarà ubicata nella parte Est dell'area. L'ubicazione è stata definita sulla base dei livelli di irraggiamento termico previsti ed è compatibile con la disposizione delle apparecchiature contenenti idrocarburi del terminale. L'accesso del personale nei pressi delle fiaccole sarà interdetto.

Il serbatoio dell'acqua antincendio e la stazione di pompaggio acqua antincendio sono in un'area sicura in quanto attrezzature localizzate nell'esistente Stabilimento e quindi in aree non soggette ad effetto domino causato dalle nuove installazioni.

Gli edifici: Sala Controllo, Laboratorio, Amministrazione/Mensa, Manutenzione/Magazzino e le sale quadri elettrici saranno posizionati nella parte Est dell'impianto, a distanza dall'area di processo di circa 250 m.

L'opera di presa dell'acqua di mare è localizzata in un'area sicura. (si tratta di attrezzature localizzate nell'esistente Stabilimento e quindi in aree non soggette ad effetto domino causato dalle nuove installazioni).

D.9.2 Mezzi di Comunicazione all'Interno dello Stabilimento e con l'Esterno

Il terminale sarà connesso alle linee telefoniche mediante un centralino che sarà installato nell'edificio dell'Amministrazione, e diramato ai vari uffici presenti in questo edificio. Dal centralino sarà installata una linea telefonica in passerella porta-cavi che consentirà la connessione della Sala Controllo e del Pontile.

In fase di ingegneria di dettaglio sarà valutata l'opportunità di integrazione anche con sistemi di comunicazione "wireless".

Al terminale sarà installato un impianto telefonico interno. L'impianto interno sarà una combinazione di sistema interfonico ad anello/sistema di allarme e consentirà la comunicazione telefonica a due vie del personale presente in tutto il terminale compreso il

Pontile. Il sistema permetterà inoltre di emettere segnali acustici di allarme tramite gli altoparlanti di chiamata, nel caso di comunicazioni e messaggi di emergenza nell'impianto. Le stazioni di questo sistema verranno posizionate in tutta l'area dell'impianto e al molo.

D.9.3 Ubicazione dei Servizi di Emergenza e dei Presidi Sanitari Previsti

Il Terminale sarà dotato dei necessari presidi sanitari (camera di medicazione) e personale addetto incaricato di curare la buona conservazione del locale, degli arredi e dei materiali destinati al pronto soccorso secondo quanto richiesto dalla normativa vigente (D.P.R. 303/56, D.M. 28/7/58).

E. IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI

E.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI

E.1.1 Impianti di Trattamento e Depurazione Reflui

Acque di Drenaggio e Processo

Le aree del terminale e del molo saranno progettati per gestire ogni ragionevole perdita dei vari liquidi trattati. Tutte le apparecchiature verranno posizionate fuori terra, o comunque in modo tale da permettere la raccolta di eventuali fuoriuscite o perdite accidentali. Per le apparecchiature del terminale non verranno utilizzate grandi quantità di olio lubrificante o di tenuta, e le eventuali perdite accidentali saranno di dimensioni tali da non spandersi sulle aree pavimentate e nel sistema di scarico. Queste perdite potranno essere rimosse manualmente. Normalmente, nelle acque effluenti non sarà presente olio, e l'impatto ambientale dovuto agli scarichi liquidi si stima sia minimo. Nel caso in cui piccole quantità d'olio vengano immesse nel sistema di scarico a causa di forti piogge, finiranno nei canali di scolo dove il primo sarà raccolto e trattato mediante un separatore olio/acqua ed un flottatore ad aria indotta. Le acque piovane in eccesso traccimeranno dal sistema di scarico e finiranno in mare.

Acque Nere

Gli edifici Sala Controllo, Amministrazione, Manutenzione/Magazzino, saranno dotati di lavandini e servizi igienici. I sistemi di scarico delle acque reflue sono collegati alla rete Solvay.

Abbattimento effluenti gassosi

Le fonti di possibili effluenti gassosi sono rappresentate:

- dalla torcia,
- dalla preparazione/bonifica delle apparecchiature soggette ad interventi di manutenzione;
- dal vaporizzatore a fiamma sommersa (SCV).

La torcia sarà utilizzata solo in situazioni diverse dall'esercizio normale, che si stima riguardi un totale di circa 50 ore all'anno; pertanto le emissioni derivanti dal suo funzionamento sono molto limitate.

Il vaporizzatore a fiamma sommersa sarà utilizzato (per un tempo stimato in circa 350 ore all'anno) solo in caso di fuori servizio di uno dei vaporizzatori "open rack" o di picco di richiesta.

Durante il normale esercizio del terminale non sono previste altre emissioni, tranne quelle fuggitive, poiché tutto il metano sarà recuperato mediante compressori. Nel caso in cui tutti i compressori siano fuori servizio, qualsiasi perdita di metano a bassa pressione sarà raccolta e convogliata in un sistema apposito di sfiato. Solo lo sfiato di emergenza dalle metaniere e etiliniere verrà diretto verso gli sfiati atmosferici. Durante il normale esercizio non vi saranno emissioni rilevabili in atmosfera.

Gli eventuali sfiati ad alta pressione potrebbero essere causati dalla compressione del boil-off o dalle sezioni di erogazione di GNL rigassificato del processo, oppure dalle valvole termiche di sicurezza nel caso in cui una sezione risulti bloccati e debba sfiatare una sovrappressione. Gli sfiati ad alta pressione e bassa pressione saranno convogliati indipendentemente gli uni dagli altri, si riuniranno a monte del separatore condensa e confluiranno alla stessa fiaccola.

Smaltimento e stoccaggio dei rifiuti

Durante il normale esercizio al Terminale non è prevista la produzione di rifiuti solidi. Durante le revisioni e gli interventi programmati di manutenzione, dagli essiccatori dell'aria compressa o altri apparecchi verranno estratti essiccanti o filtri molecolari esauriti. Si tratta di materiali inerti, che verranno rimossi dal terminale da appaltatori specializzati.

I rifiuti solidi prodotti durante la costruzione e l'esercizio dell'impianto verranno classificati e trattati opportunamente, nel caso siano biologicamente o chimicamente attivi oppure inerti. I rifiuti solidi non a rischio verranno temporaneamente raccolti in bidoni di raccolta e smaltiti in una appropriata discarica esterna. Per ridurre l'impatto complessivo sull'ambiente ed i costi connessi allo smaltimento dei rifiuti solidi in discarica, presso l'impianto si cercherà di produrne la minor quantità possibile. Quando possibile, i rifiuti saranno rinviati ai produttori per essere ricondizionati, riutilizzati o riciclati. Lo smaltimento dei rifiuti solidi seguirà le norme ed i regolamenti internazionali applicabili, le direttive emesse dalla Banca Mondiale e le prescrizioni italiane.

E.1.2 Vasche di Raccolta e Rete Fognaria

Il sistema fognario del Terminale sarà realizzato ad integrazione della rete esistente di Stabilimento, e quindi composto da:

- una rete di raccolta delle acque che possono presentare dello schiumogeno (tensioattivo anionico). La vasca di raccolta viene isolata per poter procedere al recupero del tensioattivo mediante autobotte. Nella vasca è possibile verificare la qualità delle acque e se regolari, tramite le pompe immerse inviarle nella tubazione di ritorno acqua mare. Nella rete di fabbricazione è anche presente acqua di falda, ripresa dalle pompe di drenaggio;
- una rete pluviale o meteorica che raccoglie le acque pluviali di tutto l'impianto;
- una rete biologica che raccoglie in un pozzo tipo "fossa Imhof" a ventilazione forzata, gli scarichi dei servizi igienico-sanitari. Le acque chiarificate nella fossa settica sono inviate alla rete fognaria di Stabilimento.

E.2 GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI

E.2.1 Adempimenti per la Gestione dei Rifiuti

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

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

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.

GPA/MDH/TP/GMU:tds

RIFERIMENTI NORMATIVI

Decreto Legislativo (D.L.vo) No. 105, 26 Giugno 2015, “Attuazione della Direttiva 2012/18/UE Relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose”.

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

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

Decreto del Ministero dell'Interno 10 Marzo 1998, “Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell'Emergenza nei Luoghi di Lavoro”.

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

Decreto Ministeriale del 13 Ottobre 1994, “Approvazione della Regola Tecnica di Prevenzione Incendi per la Progettazione, la Costruzione, l'installazione e l'esercizio dei Depositi di G.P.L. in Serbatoi Fissi di Capacità Complessiva Superiore a 5 mc e/o in Recipienti Mobili di Capacità Complessiva Superiore a 5.000 kg”.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, D.P.C.M., 31 Marzo 1989, “Applicazione dell'Art. 12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, No. 175, Concernente Rischi di Incidenti Rilevanti Connessi a Determinate Attività Industriali”.

Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 81 del 9 Aprile 2008, “Attuazione dell'Articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, No. 123 in Materia di Tutela della Salute e della Sicurezza nei Luoghi di Lavoro”.

Decreto Ministeriale, D.M., 7 Agosto 2012, “Disposizioni relative alle modalita' di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, No. 151.”

Decreto del presidente della Repubblica, D.P.R., 1 Agosto 2011, “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decretollegge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, No. 122”, No. 151.

Decreto del Ministero delle Infrastrutture, D.M., del 14 Gennaio 2008, “Approvazione delle Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni”.

Decreto Ministeriale, D.M., del 4 Aprile 2014, “Norme Tecniche per gli attraversamenti ed i parallelismi di condotte e canali convoglianti liquidi e gas con ferrovie ed altre linee di trasporto”.

RIFERIMENTI GENERALI

Binetti R., F. Cappelletti, R. Graziani, G. Ludovisi, A. Sampaolo, 1990, "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali", Prevenzione Oggi ISPESL.

British Standard EN 13766, 2010, “Thermoplastic Multilayer (non-vulcanized) Hoses and Hose Assemblies for the Transfer of Liquid Petroleum Gas and Liquefied Natural Gas Specification”

British Standard EN 1474, 2008, “Installazioni ed Equipaggiamenti per il gas naturale Liquefatto (GNL) – Progettazione e Prove dei Bracci di Carico e Scarico”.

Center for Energy Economics, CEE, 2012, “LNG Safety and Security”, Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas, Austing.

RIFERIMENTI GENERALI (CONTINUAZIONE)

- Cleaver P. et al., 2006, “A Summary of Experimental Data on LNG Safety”, Elsevier
- Advisory Committee on Dangerous Substances (ACDS), 1991, “Major Hazard Aspects of the Transport of Dangerous Substances”, Health & Safety Commission HMSO
- American Petroleum Institute, API RP 581, “Risk-Based Inspection Base Resource Document”.
- American Petroleum Institute, API RP 520, "Recommended Practice for the Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices".
- American Petroleum Institute, API RP 521, "Recommended Practice for Pressure Relieving and Depressuring Systems".
- Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 81-3, 1999, "Valori Medi del Numero dei Fulmini a Terra per Anno e per Chilometro Quadrato nei Comuni d'Italia in Ordine Alfabetico".
- Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici Servizio Sismico, 1986, "Atlante della Classificazione Sismica Nazionale", Istituto Poligrafico della Zecca di Stato.
- Cox W., F. P. Lees, M. L. Ang, 1990, “Classification of Hazardous Location”, IChemE.
- Det Norske Veritas, DNV, 2007, Phast DNV Risk Management Software, Version 6.54.
- EGIG 2002, "5th EGIG Report – Gas Pipeline Incidents.
- National Institute for Occupational and Health, NIOSH, 1997, "Pocket Guide to Chemical Hazards (NPG)".
- National Institute for Occupational Safety and Health, NIOSH, 1997, "Pocket Guide to Chemical Hazards".
- TNO 1997 “Yellow Book – Methods for the Calculation of Physical Effects” – CPR 14E, Committee for the prevention of Disasters, NL, 1997
- TNO 1999 “Guidelines for Quantitative Risk Assessment” - CPR 18E, Committee for the prevention of Disasters, NL, 1999.
- Pitblado, 2004, “Consequences of LNG Marine Incidents”, CCPS Conference, June 2004.
- Sandia, 2004, Hightower et al., “Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a large LNG Spill over Water”, Sandia National Laboratories Report SAND2004-6258, Dicembre 2004.
- UNI EN 1473, Maggio 2007, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra", Ente Nazionale Italiano di Unificazione.

RIFERIMENTI DI PROGETTO

- Edison S.p.A., 2015, Progetto Preliminare Realizzazione di un terminale per la rigassificazione di gas naturale liquefatto, stazione di caricamento GNL a Rosignano Solvay (LI), Terminale GNL Rosignano, Doc. No. Q52 1 RG K J 001, Giugno.