

6.data/ora, posizione geografica, distanza minima dal Terminale, al momento dell'allontanamento;

7.note e commenti;

8.firma Comandante FSRU.

7. DESCRIZIONE DELLE SOSTANZE PRESENTI PRESSO IL TERMINALE AI SENSI DEL D.LGS 334/99

Di seguito si riporta l'elenco delle sostanze e le quantità presenti presso il terminale, così come definite dal D.Lgs. 334/99 e smi.

SOSTANZA	Uso	STATO FISICO	QUANTITATIVO
Gas Naturale Liquefatto (GNL)	Materia prima semi lavorata	Liquido	67.500 t
Marine Diesel Oil	Combustibile	Liquido	15,2 t
Propano	Chemical ausiliario	Liquido	14 t

Il metano, costituente principale del gas naturale, è un gas infiammabile che presenta le seguenti caratteristiche:

- limite inferiore di infiammabilità pari al 5% in volume;
- limite superiore di infiammabilità pari al 15% in volume;
- temperatura di auto ignizione: tra 540 e 620°C;
- densità relativa rispetto all'aria: 0,6 a temperatura ambiente.

La sostanza è classificata come altamente infiammabile, normalmente stabile e non reattiva nei confronti dell'acqua; non ha effetti tossici, ma può provocare asfissia quando la percentuale di ossigeno scende al di sotto del 18%.

Nel caso in esame il gas naturale è stoccato in forma liquida alla temperatura di -160°C circa, per cui il rischio principale per gli operatori potrebbe essere il contatto accidentale con il gas naturale liquido, con conseguenti ustioni da contatto. Il gas naturale sarà movimentato mediante sistemi chiusi, che non prevedono quindi **alcun contatto del metano con gli operatori**.

Il terminale è progettato allo scopo di evitare qualsiasi tipo di rilascio; è dotato di sistemi che segnalano tempestivamente una deviazione dei parametri di processo che possano comportare rilasci e permette di effettuare le necessarie azioni di controllo delle possibili emergenze.

Il gas naturale allo stato liquido è stoccato nei quattro serbatoi criogenici ognuno della capacità di circa 34.000 m³.

In condizione operative normali, il GNL non presenta fenomeni d'instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali. Dal momento che si tratta di un gas liquefatto, durante la movimentazione e lo

stoccaggio tende ad evaporare. La progettazione dell'impianto tiene conto di tale comportamento e dimensiona opportunamente i sistemi di recupero gas evaporato e di sovrappressione presenti nei serbatoi (valvole di sicurezza, sistema di blowdown).

8. DATI METEOROLOGICI E PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEO MARINE E CERAUNICHE

8.1 CARATTERISTICHE GENERALI DEL CLIMA

Tutta la fascia costiera Toscana è sottoposta alternativamente all'influenza di campi barici livellati dalle depressioni "sottovento" e di quelle note come "mediterranee".

I campi barici livellati sono determinati da aree di alta pressione atmosferica e da configurazioni anticicloniche vere e proprie. Tali campi inducono prevalentemente in estate un regime persistente di brezze di mare e di terra.

Le depressioni "sottovento" sono dovute all'effetto barriera del sistema alpino, che genera una frontogenesi sul Golfo Ligure. La presenza di questo tipo di tempo favorisce l'insorgere di venti di Maestratale e di Foehn, che sulle coste toscane costituiscono la tipica tramontana. Tale tipo di depressioni sono più frequenti nella seconda metà dell'inverno.

Le depressioni "mediterranee" sono invece dovute prevalentemente alla presenza di fronti atmosferici stazionari o in moto lento che penetrano nel mediterraneo da NW e interessano le coste toscane con flussi d'aria da SW. La presenza di tale tipo di depressione determina un rialzo anomalo del regime termico, una estesa e persistente copertura nuvolosa con abbondante piovosità.

In inverno, la zona è caratterizzata da correnti aeree provenienti dal I quadrante da un campo di pressioni atmosferiche livellate o depressioni "sottovento". Le prime producono sulla regione cielo sereno, non di rado temperature basse e nebbie sparse in pianura e nelle vallate; le depressioni "sottovento" tendono a muoversi attraverso la Toscana determinando periodi piovosi con correnti da S e da SE, cui seguono correnti più fredde da NW al passaggio della perturbazione.

In primavera le traiettorie delle depressioni "mediterranee" interessano più frequentemente la zona. La frequenza delle correnti dal I quadrante decresce, mentre si verifica più spesso un tipo di tempo anticiclonico estivo accompagnato da periodi lunghi e piovosi con venti provenienti dai settori meridionali.

In estate il tipo di tempo prevalente è caratterizzato da una distribuzione livellata della pressione atmosferica, pertanto prevalgono correnti aeree deboli provenienti dal IV quadrante, mentre lungo la costa l'andamento diurno del vento è determinato dal fenomeno delle brezze.

In autunno i campi barici livellati costituiscono ancora il tipo di tempo più frequente. Tuttavia le depressioni "sottovento" e quelle "mediterranee", pur non essendo accompagnate da forti gradienti di vento e di pressione, interessano ugualmente la zona. Nel periodo autunnale si ha anche la massima frequenza di temporali, mentre nel secondo periodo si fanno più frequenti le correnti del I quadrante.

Caratteristiche ambientali

- Temperatura ambiente:
 - o massima: 45°C;

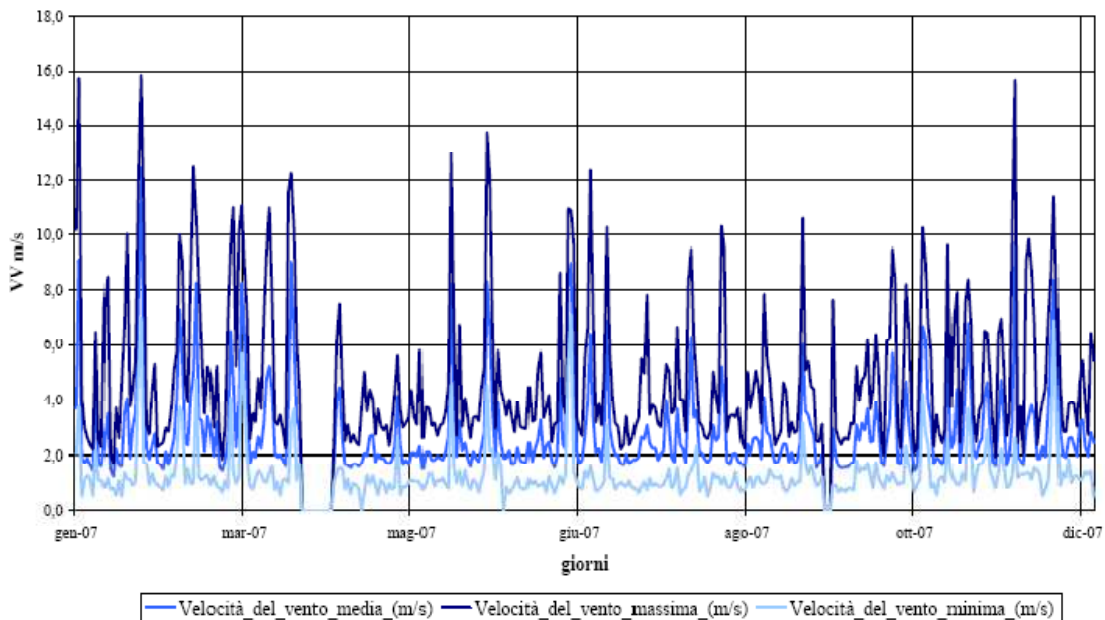
- o minima: 0°C.
- Umidità relativa:
 - o massima: 95%;
 - o minima: 20%.
- Caratteristiche del mare:
 - o temperatura massima dell'acqua: 28°C;
 - o temperatura minima dell'acqua: 12°C;
 - o densità del mare: 1.028 kg/m³.

8.1.2 CONDIZIONI DI PREVALENZA DEL VENTO

Per quanto riguarda le condizioni meteorologiche prevalenti, si riportano i grafici relativi alla velocità di vento prevalente confrontata con la direzionalità del vento stesso. I dati sono tratti dal Rapporto annuale sulla qualità del vento, elaborato dall'Arpa Toscana per gli anni dal 2005 al 2007.

ANNO 2007

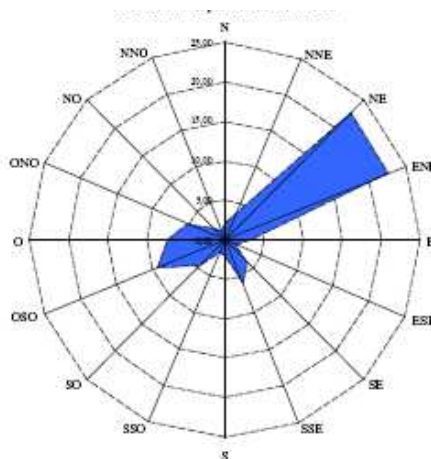
- Velocità del vento anno 2007 (Arpa Toscana)



- Direzione del vento

L'analisi di tali dati dimostra che la direzione prevalente del vento è quella NE - ENE. Tale informazione risulta utile nel valutare la direzione della dispersione di un'eventuale nube infiammabile.

Direzione della provenienza	Frequenza n° di ore	Percentuale di provenienza
N	187	2,13
NNE	331	3,78
NE	2008	22,92
ENE	1975	22,55
E	293	3,34
ESE	124	1,42
SE	357	4,08
SSE	521	5,95
S	182	2,08
SSO	151	1,72
SO	401	4,58
OSO	810	9,25
O	652	7,44
ONO	468	5,34
NO	190	2,17
NNO	110	1,26



Di seguito è riportata la tabella contenente i dati di monitoraggio elaborati dalla KNMI nel periodo dal 1961 al 1980, che confermano il quadro relativo all'anno 2007; infatti si osserva che statisticamente la velocità del vento è compresa nell'intervallo tra i 5 m/s e i 10 m/s.

Velocità del vento, 1961 - 1980 (KNMI)

DIR (°N)	WIND SPEED (m/s)											TOT	
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	>50		
0.	2,55	1,54	0,58	0,28	0,11	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,13
30.	3,79	3,75	1,75	0,44	0,26	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,03
60.	4,94	7,36	4,83	1,88	0,56	0,18	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,80
90.	3,66	4,84	1,64	0,52	0,10	0,04	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	10,83
120.	2,86	3,24	0,97	0,31	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,46
150.	2,51	2,12	0,55	0,35	0,15	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,69

180.	2,71	2,67	0,53	0,18	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,13
210.	3,35	4,22	1,04	0,22	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,88
240.	3,37	4,27	1,62	0,54	0,09	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	9,92
270.	2,85	2,43	0,49	0,20	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,04
300.	2,98	1,92	0,33	0,14	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,39
330.	2,50	1,52	0,43	0,15	0,07	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,70
TOT.	38,09	39,88	14,76	5,21	1,57	0,40	0,08	0,01	0,00	0,00	0,00	100,00

8.1.3 MOTO ONDOSO

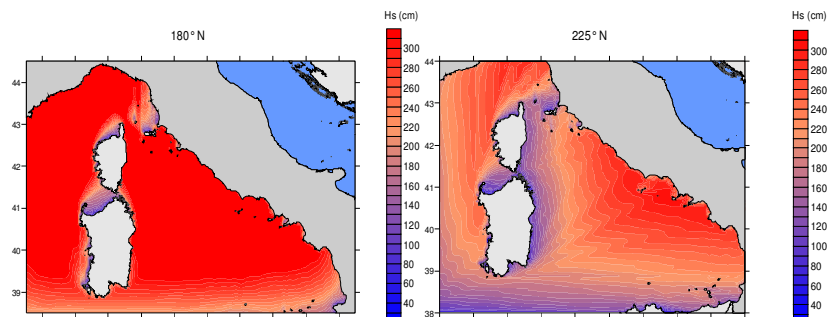
Con riferimento al moto ondoso, sulla base di quanto riportato nel documento "Meteomarine data", sono disponibili i dati raccolti dal "wavemeter buoy" di La Spezia, riferiti a 15 anni di misurazioni fino all'anno 2003. Essi sono stati elaborati dal modello Wavewatch III assieme al modello meteorologico RAMS, disponibile al Centro LaMMA della Regione Toscana. Per maggiori dettagli si faccia riferimento al documento sopra citato.

Si riporta qui di seguito la tabella che mostra il moto ondoso nella zona di ubicazione del Terminale e alcuni output del modello.

Moto ondoso

Dir (°N)	H _{m0} (m)															TOT	
	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	>7.0		
0	2.08	2.12	0.41	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.64
30	2.12	1.38	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.87
60	1.10	1.01	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.51
90	0.77	0.37	0.14	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.32
120	0.85	0.98	0.27	0.05	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.18
150	2.33	2.79	1.06	0.22	0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.49
180	4.64	4.44	1.40	0.50	0.19	0.09	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.27
210	5.48	4.70	2.56	1.34	0.77	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.14
240	11.03	11.57	5.68	3.49	1.75	1.14	0.63	0.38	0.17	0.06	0.04	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	35.96
270	5.70	2.65	0.65	0.19	0.20	0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.47
300	2.56	1.17	0.31	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17
330	1.41	1.18	0.26	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.87
TOT	40.06	34.35	13.51	5.93	3.08	1.60	0.67	0.38	0.17	0.06	0.04	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	99.89
CALMA		0.11															

Si nota che è presente, prevalentemente, un leggero moto ondoso. Il 40% delle onde hanno altezze significative (H_{M0}) comprese entro 0,5 m, oltre il 90% hanno altezze comprese entro i 2 m. I periodi di calma hanno una frequenza dello 0,11%.



– Esempi di output del modello spettrale relativo al moto ondoso applicato al Mar Tirreno

Anche le simulazioni modellistiche confermano i dati analizzati nella tabella precedente.

8.1.4 PROBLEMATICHE SISMICHE

I possibili effetti di un terremoto sul Terminale galleggiante possono essere solamente ipotizzati dato che nelle banche dati consultate non è registrato alcun incidente su terminali galleggianti causato da terremoto o dall'onda anomala provocata da questo.

Il rischio di terremoto nell'area di Livorno è valutabile su base storica, grazie alle registrazioni degli eventi sismici a partire dal 1646 con l'indicazione sommaria della gravità dei danni provocati.

- Elenco dei sismi rilevati nell'area di Livorno

Data					Effetti	in occasione del terremoto di:	
Anno	Me	Da	Ho	Mi	Is (MCS)	Area epicentrale	Ix Ms
1646	04	05			70	LIVORNO	70 50
1742	01	27	17	15	65	LIVORNO	65 47
1771	01	08	03		65	LIVORNO	65 47
1814	04	03			65	LIVORNO	65 47
1984	04	22			60	LIVORNO	60 39
1987	01	22			55	LIVORNO	55 31
1846	08	14	12		60	ORCIANO PISANO	90 59
1920	09	07	05	55	60	GARFAGNANA	100 65
1950	04	01			60	ROSIGNANO MARITT.	70 47
1873	09	17			50	LIGURIA ORIENTALE	65 47
1914	10	27	09	22	50	GARFAGNANA	70 58
1972	10	25	21	56	50	PASSO CISA	50 47
1740	03	06	05	15	45	GARFAGNANA	75 50
1767	01	21	07	15	45	LUNIGIANA	70 50
1878	09	10	13	31	45	LUNIGIANA	65 47
1811	07	15	22	44	40	SASSUOLO	70 50
1887	02	23			40	LIGURIA OCC.	100 64
1904	11	17	05	02	40	PISTOIESE	70 50
1911	09	13	22	29	40	CHIANTI	75 47
1930	05	24	22	02	40	FIUMALBO	60 49
1939	10	15	14	05	40	GARFAGNANA	70 49
1871	07	29	20	45	35	GUARDISTALLO	75 52
1976	05	06	20		35	FRIULI	95 65
1810	12	25	00	45	ND	NOVELLARA	70 50
1818	12	09	18	52	ND	LANGHIRANO	75 52
1843	10	25	03	22	ND	VERNIO	75 50
1916	05	17	12	50	ND	RIMINESE	80 60
1916	08	16	07	06	ND	RIMINESE	80 61
1873	06	29	03	55	30	BELLUNESE	100 64
1898	03	04			30	CALESTANO	70 47
1899	06	26	23	18	30	PISTOIESE	75 50
1902	03	05	07	06	30	GARFAGNANA	70 50
1903	07	27	03	46	30	LUNIGIANA	75 47
1909	01	13	00	45	30	BASSA PADANA	65 54
1919	06	29	15	06	30	MUGELLO	90 63
1937	12	10	18	04	30	APP. MODENESE	70 52
1828	10	09			25	VAL STAFFORA	80 52
1970	08	19	12	19	25	COLLINE METALLIF.	60 47
1915	01	13	06	52	20	AVEZZANO	110 70
1918	11	10	15	12	20	S.SOFIA	80 58
1925	03	15	17	15	20	FRASSINORO	45 44
1927	10	28	21	49	20	BEDONIA	60 48
1929	04	20	01	09	20	BOLOGNESE	75 54

Data					Effetti	in occasione del terremoto di:		
Anno	Me	Da	Ho	Mi	Is (MCS)	Area epicentrale	Ix	Ms
1928	06	13	08		10	CARPI	70	43
1864	12	11	17	40	ND	MUGELLO	70	50
1874	10	07			ND	IMOLESE	70	50
1919	09	10	16	57	ND	PIANCASTAGNAIO	80	52
1898	01	16			ND	ARGENTA	70	50
1928	04	21	13	56	ND	MONTALCINO	65	44
1928	07	20	19	53	ND	ALTA VAL DI TARO	60	37

Nella tabella sono stati indicati:

- Me = mese;
- Da = giorno;
- Ho = ora;
- Mi = minuto;
- Ix = Intensità massima osservata (x 10), indica l'intensità massima osservata fornita dallo studio; i valori sono espresso in scala MCS (Mercalli – Cancani – Sieberg del 1930). Per la definizione di Ix non sono state considerate le osservazioni non localizzate o non espresse in termini di intensità macrosismica.
- Ms = magnitudo (x10), i valori considerati seguono il seguente ordine di preferenza: osservati, calcolati a partire da altri tipi di magnitudo, calcolati a partire da Io (Intensità Epicentrale). Altri valori di magnitudo (ML, Mb, etc) vengono forniti per i primi mesi del 1997.
- Is = intensità osservata (x10), indica l'intensità osservata fornita dallo studio; i valori sono espressi in scala MCS. Per la definizione di Is non sono state considerate le osservazioni non localizzate o non espresse in termini di intensità macrosismica.
- Nd = non disponibile.

In nessun caso i dati riportati individuano danni provocati da onde conseguenti al terremoto. Il fatto che le conseguenze dannose dei terremoti registrati a Livorno siano sempre state contenute, all'assenza di qualsiasi notizia sui danni provocati dalla conseguente onda anomala, possono essere ritenuti sufficienti per considerare trascurabile il rischio derivante da terremoto.

Se tale analisi è ritenuta del tutto esauriente, si può fare riferimento all'evento sismico molto documentato, che ha interessato Stromboli e l'area circostante nel 2002. Il giorno 30 Dicembre 2002 si verificò una grande frana sul lato Nord dell'isola di Stromboli associato ad un cedimento della faglia sottomarina intorno a 300 m. In quel momento una nave della Marina Militare era ferma alcune miglia al largo dell'isola per osservare l'evoluzione dello Stromboli, la cui attività vulcanica era cresciuta nei giorni precedenti ed una nave petroliera era ormeggiata al pontile della raffineria di Milazzo, distante 30 miglia da Stromboli.

La frana ed il cedimento della faglia sottomarina generarono un'onda anomala di grandi dimensioni che investì rapidamente la nave della Marina Militare e dopo oltre 30 minuti la petroliera.

La nave militare subì una oscillazione di notevole ampiezza senza conseguenze apprezzabili, mentre la nave ormeggiata al pontile ruppe i cavi di ormeggio che le impedivano di seguire gli spostamenti provocati dall'onda.

Trasferendo tale esperienza al Terminale galleggiante per costruire uno scenario conseguente alla creazione di un'onda anomala causata da un terremoto (evento comunque poco credibile, come si desume dall'indagine storica), si può affermare che il Terminale possa assorbire l'oscillazione in virtù del brandeggio delle catene di ormeggio e della flessibilità della condotta discendente.

Nel caso l'onda anomala investa il Terminale in un momento nel quale la nave metaniera è accostata ad esso e sta scaricando attraverso i bracci di carico le due unità possono subire oscillazioni in differenza di fase con conseguente distacco automatico dei bracci di carico e chiusura delle valvole di isolamento.

La problematica sismica è stata ulteriormente approfondita in uno studio dedicato ("Probabilistic Seismic Hazard Assessment").

9. DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

La prevenzione degli incidenti sul Terminale sarà principalmente basata sull'attuazione del sistema di gestione della sicurezza che sarà messo a punto integrando gli aspetti di processo e quelli navali.

Particolare attenzione sarà dedicata al monitoraggio dei sistemi di processo, al controllo della navigazione nell'area circostante il Terminale, all'attuazione di un'adeguata politica ispettiva e di manutenzione preventiva.

Per quanto riguarda gli aspetti operativi e procedurali si rimanda pertanto al Sistema di Gestione della Sicurezza. In fase di progettazione sono stati adottati i seguenti sistemi di riduzione/minimizzazione del rischio:

- progettazione dei serbatoi di stoccaggio GNL che prevedono un doppio contenimento per evitare sversamenti;
- ricircolo di GNL all'interno del serbatoio di stoccaggio per un più corretto controllo della temperatura e della densità negli stoccaggi che permettono di prevenire fenomeni di rollover;
- sistemi in grado di scaricare eventuali sovrappressioni evitando la rottura dei componenti;
- bacini di raccolta dei liquidi eventualmente rilasciati all'esterno del processo;
- raffreddamento preventivo delle linee di carico;
- inertizzazione delle linee al termine delle operazioni di carico.

A tali sistemi si affiancano tutti gli apprestamenti atti a mitigare l'evoluzione di eventuali incidenti che permettono di limitare i danni e prevenire eventuali effetti domino, tra cui si ricordano in particolare:

- sistemi di fire, gas e cold detection;
- sistemi di emergency shut down sul processo, sulla pipeline (SSIV) ed anche sui bracci di carico (ERS);

- sistemazione di protezione termica passiva sui "covers" a protezione dei serbatoi in caso di incendio sia nella zona di topside che in quella dei bracci di carico;
- sistemi antincendio (spegnimento e raffreddamento).

Il Terminale sarà dotato di un adeguato Piano di Emergenza per far fronte a eventuali eventi incidentali.

9.1 INTERAZIONE CON ALTRI IMPIANTI

Il Terminale FSRU, come già descritto precedentemente, sarà installato 12 miglia al largo della costa toscana, pertanto non potrà avere interazioni con altri impianti; l'unico tipo di interazione possibile sarà quello con le navali navi in transito nella zona ad esso circostante.

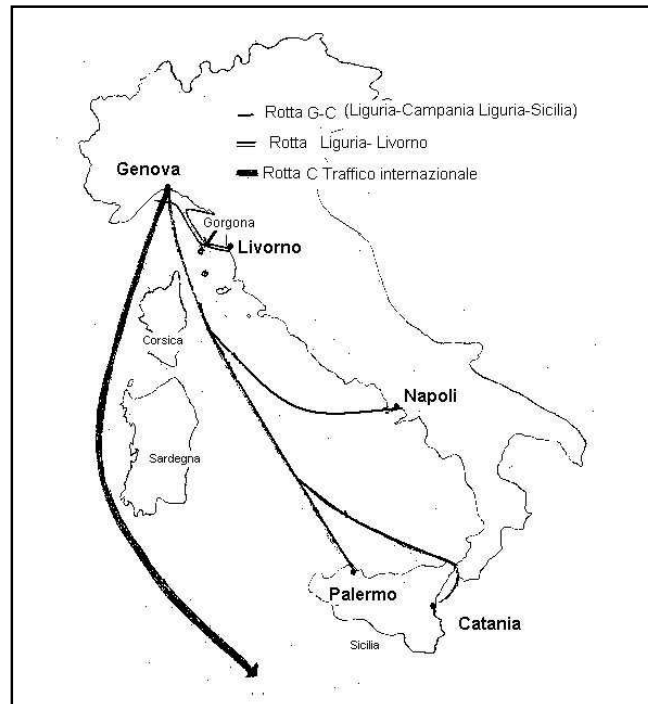
Il numero di navi che attraversano il mar Tirreno nella zona di interesse, considerando che non include il traffico dal porto di Livorno da e verso Sud, è dato dalla somma del traffico nazionale (cabotaggio) e del traffico internazionale.

La posizione geografica permette di affermare che il cabotaggio si valuta calcolando gli scambi tra la Liguria ed il sud Italia mentre il trasporto internazionale è dato prevalentemente dal traffico del porto di Genova che si dirige a Sud e Sud-Est.

Come descritto nell'analisi riportate nello "Studio di sicurezza della navigazione", le navi che transitano da Nord a Sud del mar Tirreno possono avere diverse direzioni e rotte, così raggruppabili

- Rotta L-G: che passa tra Livorno e la Gorgona-Capraia;
- Rotta G-C: che passa tra la Gorgona-Capraia e la Corsica;
- Rotta C: rotte che passano ad occidente della Corsica.

Nella pagina seguente sono indicate tali rotte:



Ripartizione del traffico, corretta secondo la rotta più breve

In pratica soltanto una parte del traffico sopra descritto transita realmente davanti al litorale livornese (rotta L-G).

I principali Porti di provenienza di questo traffico sono Imperia, Savona e Vado ligure, Genova e Voltri, La Spezia, Viareggio e Carrara.

Il traffico navale con provenienza da Marina di Carrara è pari a 650 navi/anno, di cui il 95% con direzione verso l'estero; il traffico davanti al litorale livornese è considerato quindi trascurabile.

Per quanto riguarda il porto di La Spezia, è stato preso in esame il traffico di cabotaggio diretto verso sud che attraversa la zona di interesse, compresa tra l'isola di Gorgona e Livorno. Questo traffico riguarda ammontava complessivamente nel 2006 a 248 navi/anno, 224 delle quali sono le bettoline dirette a Piombino per il rifornimento della centrale ENEL (cui si aggiungono poche navi chimichiere destinate a Livorno) e si può ritenere sostanzialmente costante nel tempo e significativo sia degli anni precedenti il 2006, sia dei prossimi anni. Il dato da considerare al fine dell'analisi, relativo alle bettoline Enel, è dunque **di 448 passaggi all'anno in prossimità della futura ubicazione del Terminale OLT.**

Il traffico di navi di interesse per lo studio è quello transitante nelle acque dove verrà posizionato il Terminale galleggiante. Le navi che transitano lungo la rotta L-G, sono quelle che collegano Livorno con la Liguria e Marina di Carrara. Il numero di movimenti di queste navi, rappresenta il 9% rispetto al totale dei movimenti del porto di Livorno (somma degli arrivi e delle partenze). Il calcolo è stato eseguito analizzando i porti di provenienza e di destinazione delle navi in arrivo o in partenza dal porto di Livorno nel periodo 2001- 2006.

Tali dati dimostrano come l'incidenza del traffico verso il Terminale, stimata in circa 73 passaggi all'anno, sia trascurabile rispetto al traffico presente. Inoltre si evidenzia che l'ubicazione non incide sulle tratte descritte.

Al fine di scongiurare interazioni che possano provocare situazioni incidentali, è stata prevista un'area di interdizione e sono state predisposte ulteriori precauzioni restrittive intorno al Terminale:

- un'area d'interdizione alla navigazione, di forma circolare, con un raggio indicativo pari a 2 miglia nautiche (3,7 km);
- un'area di controllo da parte del Terminale OLT, contigua alla precedente e compresa fra 2 e 4 miglia nautiche, nella quale sia previsto il contatto radio con le unità navali in transito, da parte del sistema di controllo del Terminale;
- un'area di monitoraggio, da parte del Terminale, contigua alla precedente e compresa fra 4 e 8 miglia nautiche, nella quale sia compreso il "plottaggio" delle rotte delle unità navali in transito.

Inoltre è costantemente presente una nave guardiana, con il compito di monitorare la zona circostante il Terminale.

In considerazione delle limitazioni previste, non si prevedono interazioni tra il Terminale e la navigazione intorno ad esso, tale da poter causare situazioni di pericolo reciproche.

9.1 PRECAUZIONI PROGETTUALI, COSTRUTTIVE E DI ESERCIZIO

9.1.1 SISTEMI DI CONTROLLO

Il sistema di controllo e di arresto del processo è realizzato con lo scopo di assicurare che le condizioni operative di processo più a rischio siano monitorate e controllate prima che evolvano in situazioni pericolose.

Il Terminale è dotato di un sistema di controllo automatizzato (IAS) che si interfaccia con un sistema automatico di blocco di emergenza (ESD) e con un sistema di rilevazione gas ed incendio.

Ne consegue che, in caso di incidente, entra in funzione il sistema di arresto del processo, ovvero il sistema di shut down. A questo scopo tutte le apparecchiature dell'impianto sono di tipo fail-safe (in caso di guasto vengono arrestate in sicurezza) e i cavi del sistema di controllo e di shut-down vengono convogliati in sala controllo, posizionata in zona sicura, tramite due percorsi fisicamente separati.

Il sistema è progettato secondo i seguenti principi:

- ogni sistema e/o apparecchiatura che deve essere operante durante il normale funzionamento per due o più volte in una giornata è controllata remotamente da sala controllo;
- la sala controllo si trova sul ponte G, nell'edificio degli alloggi, punto da cui si può dominare tutto il Terminale e controllare, anche visivamente, i serbatoi, la zona di carico e di rigassificazione del GNL. Questa è dotata degli opportuni dispositivi antincendio.
- le valvole e le pompe per la gestione del GNL e del gas da movimentare in caso di emergenza sono operabili in remoto da sala controllo;

- ogni sistema per cui si richieda una operatività veloce in caso di emergenza è operabile in remoto da sala controllo;
- i misuratori di livello delle cisterne sono collegati a dei monitor ed al sistema di sicurezza in sala controllo;
- il sistema di controllo sarà dotato di un sistema automatico per il calcolo ed il monitoraggio dello stato di carico e stress strutturale del Terminale, che impiega le letture dei misuratori di livello delle cisterne del carico, della zavorra e dei misuratori di immersione ed inclinazione dello scafo;
- il sistema di Blocco di Emergenza è progettato in accordo alle norme SIGTTO.

Nella Sala di Controllo Centrale, che sarà continuamente presidiata, sono coltate tutte le informazioni relative al sistema di controllo, sia della parte Cargo che della parte navale e di processo, al sistema di blocco di emergenza e al sistema F&G. Dalla Sala di Controllo è possibile attivare i sistemi di blocco di emergenza. All'interno della FSRU, sono presenti altre sale, non continuamente presidiate, in cui vengono ripetuti alcuni degli allarmi presenti anche nella Sala Controllo Centrale:

- wheelhouse: in cui sono visualizzati tutti gli allarmi presenti anche in Sala Controllo;
- engine control room: in cui sono visualizzati i segnali relativi alle macchine della parte navale;
- cabina ufficiale: in cui sono visualizzati tutti gli allarmi presenti anche in Sala Controllo.

9.1.2 SISTEMA TRASMISSIONE DATI E CONTROLLO REMOTO DEL TERMINALE DA TERRA

Il Terminale è dotato di un sistema di trasmissione dati e di controllo remoto da terra.

9.1.3 SISTEMA DI INTERVENTO DI EMERGENZA

La fermata di emergenza consente di mettere l'impianto in sicurezza, nel caso in cui si sviluppi una situazione di pericolo.

Gli obiettivi principali della fermata di emergenza sono:

- la protezione del personale;
- la prevenzione e/o minimizzazione dell'inquinamento ambientale;
- la protezione dei sistemi per ridurre la gravità di fenomeni incidentali;
- la prevenzione di possibili effetti domino sui sistemi limitrofi (nave metaniera);
- limitare il rilascio di idrocarburi.

Il sistema di shutdown di emergenza si attiva automaticamente al verificarsi di una condizione di pericolo, in modo da:

- limitare il danno al sistema di contenimento e mitigare qualunque conseguenza dell'evento incidentale, isolando l'inventario di sostanza rilasciata;
- isolare i componenti di processo;
- bloccare l'alimentazione di energia al sistema, dove richiesto;

- depressurizzare le unità di processo, dove richiesto.

9.1.4 SISTEMA DRENAGGIO

Sono stati individuati precisi requisiti di progettazione dei sistemi di drenaggio delle apparecchiature e degli impianti dell'FSRU e di contenimento delle eventuali perdite.

Per quanto riguarda gli aspetti generali relativi al drenaggio, durante le operazioni di manutenzione e durante le verifiche ispettive, le apparecchiature e le linee di processo devono essere drenate; in particolare si segnala che:

- durante le normali operazioni di impianto e durante la manutenzione nessun fluido di processo deve essere versato in mare o in atmosfera;
- quando occorre drenare, per manutenzione, una quantità significativa di liquido di processo, questa dovrà essere recuperata (nei serbatoi di stoccaggio oppure in appositi contenitori o su un'altra nave metaniera);
- il liquido di processo può essere inviato al "vent KO drum", solo occasionalmente e in quantità limitate.

Per quanto riguarda i bracci di carico del GNL, questi sono drenati al termine di ogni operazione di carico iniettando azoto sulla sommità del braccio. Al termine dell'operazione l'azoto verrà poi inviato, per la parte che si trova fuoribordo, alla metaniera, mentre per quella lato FSRU, al collettore di GNL. Se richiesto, per ispezione o manutenzione, può avvenire inoltre il drenaggio dei serbatoi di stoccaggio.

Per quanto riguarda, invece, il modulo di rigassificazione, sono presenti degli accorgimenti, sia per il drenaggio del GNL che per quello del propano utilizzato nei vaporizzatori.

Per quanto riguarda le possibili perdite di LNG, causate da rotture o trafilemanti, sono state adottate precauzioni progettuali per limitare la possibilità di spillamenti.

Si sottolinea che nelle aree dei bracci di carico, stoccaggio GNL e nella sala macchine è mantenuta la filosofia esistente sulla nave metaniera Golar Frost.

In particolare, l'area dei bracci di carico sarà fornita di un bacino di raccolta resistente agli spillamenti criogenici. È da notare che il ponte e la murata del Terminale in corrispondenza dei bracci di carico sono protetti da cortine d'acqua per evitare eventuali danneggiamenti dovuti al contatto con il liquido criogenico.

Per quanto riguarda il modulo di rigassificazione, nelle aree in cui si ritiene che possa esserci un rilascio potenziale di GNL significativo, sono presenti delle ghiotte di raccolta, equipaggiate con sensori di temperatura, i cui allarmi consentono di identificare eventuali rilasci criogenici in tempi rapidi.

Le ghiotte sono posizionate sotto i vaporizzatori, il ricondensatore e le pompe booster. Le vasche sono dotate di sensori di temperatura, il cui allarme è in grado di segnalare eventuali spillamenti di liquido criogenico.

9.1.5 PRECAUZIONI PROGETTUALI PER I SERBATOI

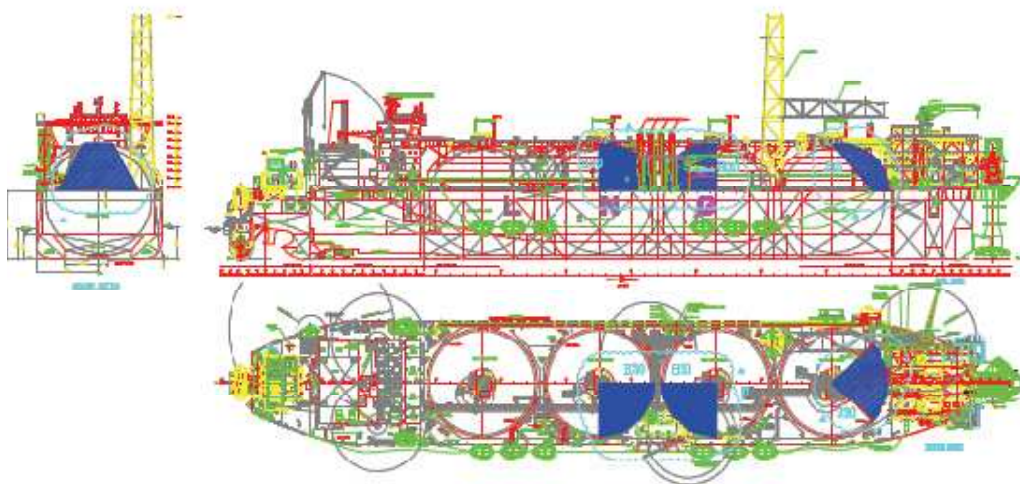
Come già anticipato precedentemente, il sistema di contenimento del carico della FSRU, con serbatoi MOSS sphere progettati secondo il criterio del 'Leak-before-failure' (IGC Code comma 4.7.6.1), prevede la sistemazione di una barriera secondaria parziale in grado di contenere eventuali colaggi per 15 giorni. Il suddetto criterio di progettazione si basa sul principio della propagazione della frattura su un periodo di 15 giorni e questo significa che se si forma una fessura, la stessa si propagherà lentamente senza arrivare immediatamente ad una rottura critica. In pratica, prima di arrivare alla rottura critica, si ha il tempo sufficiente per provvedere allo svuotamento del serbatoio.

La superficie esterna dei serbatoi è ricoperta con pannelli isolanti con lo scopo di contenere le basse temperature del GNL e prevenire che la temperatura dello scafo interno e relative strutture vadano al di sotto della minima temperatura di progetto.

Il sistema MOSS, per il fatto di essere un sistema di contenimento "autoportante", offre il vantaggio di avere il serbatoio e l'isolamento facilmente ispezionabili.

Il sistema approvato dall'International Maritime Organization ed introdotto nell'International Gas Code applica, di fatto, la norma europea EN 1473 che prevede per i serbatoi di GNL il contenimento delle perdite nell'intercapedine fra il serbatoio e la barriera secondaria.

L'intero sistema di stoccaggio è munito di una strumentazione per il monitoraggio continuo di pressione, temperatura, livello all'interno dei serbatoi e controllo della densità a varie altezze della fase liquida e del gas.



Fire proofing

Come già detto, serbatoi di stoccaggio sono dotati di un sistema di protezione passiva al fuoco, costituita da un rivestimento ("fireproofing") intumescente con rinforzo epossidico, senza solvente e ad alte prestazioni.

Il rivestimento ha due compiti fondamentali:

- proteggere la struttura in acciaio del serbatoio dai fenomeni di Jet Fire, che si possono sviluppare a seguito di rilascio di GNL dagli impianti di processo presenti sul topside e nella zona bracci di carico;
- mantenere l'integrità funzionale del serbatoio per un periodo di tempo specificato, che nel caso in esame risulta pari a 60 minuti.

Nella figura vengono indicate la localizzazione e l'estensione della protezione prevista per i serbatoi.

Il rivestimento adottato è del tipo Chartek 7 prodotto dalla International Protective Coatings, che presenta le certificazioni dei principali Enti di certificazione qui elencati:

- Lloyd's Register (LR);
- Det Norske Veritas (DNV);
- ABS Product Design Assessment.

Il prodotto Chartek 7 ha subito numerosi test sia per quanto concerne la resistenza al fuoco che quella alle basse temperature, nel caso sia sottoposto a spillamenti di GNL. Tali test infatti hanno dimostrato che il prodotto:

- presenta una resistenza ai fenomeni di Jet Fire di lunga e media scala;
- rispetta i requisiti dello standard OTI 95 634;
- rispetta i requisiti NORSOK M501 Rev. 4.

Il rivestimento è costituito da una base e da un catalizzatore che vengono applicati tramite airless spray a caldo, con una doppia erogazione. I due prodotti, prima del loro utilizzo devono essere conservati ad una temperatura di 23°C e successivamente devono essere miscelati meccanicamente con un agitatore meccanico. Le superfici che vengono ricoperte dal rivestimento devono subire un trattamento di pulizia con sabbatura abrasiva al grado Sa21/2" (ISO 8501-1-1998) o SSPC-SP10. Il rivestimento può essere applicato su un reticolo del tipo International Coating HK-1, in composito di carbonio o in metallo galvanizzato e nelle installazioni off-shore può essere rivestito da una pittura. Il grado di protezione che si vuole ottenere da questo prodotto dipende dallo spessore del rivestimento.

Nel momento in cui il sistema viene sottoposto al fuoco, si espande, fornendo un opportuno schermo protettivo, garantendo il mantenimento sia delle caratteristiche strutturali del serbatoio che dei parametri di processo.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla documentazione relativa a tale sistema, fornita dalla International Protective Coatings.

9.1.6 INDISPONIBILITÀ SISTEMI AUSILIARI, CRITERI DI PROGETTO PER GARANTIRE CONDIZIONI DI SICUREZZA

Nel caso in cui si verifichi l'indisponibilità delle reti di servizio quali ad esempio energia elettrica, acqua di raffreddamento, aria strumenti e azoto, essendo una causa potenziale di incidente, l'FSRU viene messo in condizioni di sicurezza.

Come già detto, l'energia necessaria al Terminale nelle diverse condizioni operative viene prodotta dai 2 nuovi turbogeneratori da 10 MW ciascuno, alimentati dalle due caldaie esistenti sulla nave "Golar Frost".

In caso di avaria di uno dei due turbogeneratori, la potenza necessaria può essere fornita dai 2 turbogeneratori esistenti da 3,35 MW ognuno e, in caso di emergenza, dal diesel principale da 3,35 MW.

Un generatore diesel da 850 kW è utilizzato per alimentare i sistemi essenziali del Terminale, in caso di black-out. In particolare: illuminazione di emergenza, sistemi di comunicazione di emergenza, sistemi di fire&gas, utility del modulo alloggi (secondo quanto indicato nel regolamento RINA Pt C. Ch2, Sec 1).

Particolari attenzioni sono state rivolte alla progettazione di idonei sistemi di emergenza di cui si forniscono alcuni esempi:

- le valvole ESD e EBD (Emergency Shut Down e Emergency Blow Down) saranno del tipo fail-safe cioè tali che in condizioni di mancanza di energia si andranno a posizionare in condizioni di sicurezza (completamente aperte o chiuse rispettivamente);
- per tutte le linee ed apparecchiature che possono essere intercettate e contenere GNL sono state previste valvole di sicurezza;
- tutti i sistemi di controllo ed i sensori di processo (ad esempio quello per i serbatoi di stoccaggio, per i Fire & Gas detectors, per i sistemi IAS, DCS, ecc.), saranno alimentati con l'energia elettrica dell'impianto principale e, in caso di black-out, la loro alimentazione verrà mantenuta mediante gruppi di continuità UPS (Uninterrupted Power System) in corrente continua ed alternata per un periodo non inferiore alle due ore. Per le luci di emergenza tale periodo sarà di un ora mentre sarà di 96 ore per le luci di navigazione.

In caso di mancanza di alimentazione elettrica al Thruster, il responsabile a bordo della FSRU deciderà se proseguire con le operazioni di ormeggio.

Nei pressi del Terminale è inoltre prevista la presenza di:

- un rimorchiatore durante le operazioni di carico fino a che è presente la nave metaniera;
- una nave guardiana dedicata alle operazioni di sorveglianza continua.

In caso di mancanza del sistema di fornitura di azoto per le operazioni di spurgo e per il mantenimento dell'inertizzazione dell'intercapedine delle sfere, è previsto un sistema di allarme di pressione differenziale.

Nel caso si abbia una miscela di gas ricca e il sistema azoto per la correzione del Wobbe Index non fosse disponibile, è prevista l'attivazione di un allarme, con la possibilità per l'operatore di bloccare l'impianto dal momento che il gas da esportare risulta fuori specifica.

In caso di mancanza di alimentazione acqua di mare ai vaporizzatori è previsto lo shutdown per porre il sistema in condizioni di sicurezza.

In caso di perdita del Ballast system (sistema zavorra), le operazioni di carico vengono bloccate. Si sottolinea che la perdita di una sola delle 3 pompe del sistema non produce alcun effetto significativo. La perdita totale del sistema è altamente improbabile in quanto si potrebbe verificare solo in caso di black out dell'unità oppure di contemporaneo guasto delle tre pompe disponibili. Inoltre anche la perdita di tutte le pompe di Ballast per brevi periodi non produce effetti sul sistema.

9.1.7 SISTEMI DI RILEVAMENTO

Per rilevare situazioni di rischio potenziale, dovute ad un possibile sviluppo di incendio oppure al verificarsi di perdite di gas e liquido, sono presenti degli opportuni sistemi di rilevamento, diversificati tra loro. Essi prevedono:

- la rilevazione di fiamma;
- la rilevazione di calore;
- la rilevazione di fumo;
- la rilevazione di gas;
- la rilevazione di H2 nel locale batterie;
- la rilevazione di perdite di GNL, tramite rilevatori di freddo;
- il pulsante manuale di attivazione ESD;
- il pulsante di chiamata per allarme generale;
- il pulsante di chiamata per incendio a bordo;
- il pulsante di chiamata uomo in mare;
- la rilevazione di nebbie d'olio.

Il sistema di rilevamento è realizzato in modo tale che la manutenzione, le prove di funzione, ecc. possano essere fatte senza disabilitare il sistema.

I cavi saranno collocati in modo da ridurre il rischio di perdita di funzionalità del sistema a seguito del verificarsi di un incendio o un'esplosione, scegliendo percorsi diversificati per i cablaggi ai rilevatori inseriti nei vari "loop" in cui è suddiviso l'impianto.

I cablaggi saranno realizzati con cavi resistenti al fuoco secondo le norme vigenti.

I rivelatori chiamati a svolgere le suddette funzioni presentano, per la categoria di appartenenza, caratteristiche specifiche.

9.1.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO

Durante la conversione da nave metaniera a Terminale di rigassificazione, il sistema antincendio esistente ha subito alcune modifiche che hanno permesso di garantire un livello di protezione adeguato a un sistema di rigassificazione. Il sistema antincendio è progettato in accordo alle Rina Rules per FSRU. Si sottolinea che il sistema antincendio è ad azionamento manuale.

Di seguito vengono elencati i diversi sistemi di protezione antincendio che sono presenti sull'FSRU.

Sistema antincendio ad acqua è suddiviso in:

- Sistema antincendio costituito da:
 - o una pompa antincendio principale;
 - o una pompa antincendio di emergenza.

All'anello antincendio sono connessi idranti con ugello a doppio effetto, monitori ad acqua e cortina antincendio. L'anello antincendio è mantenuto in pressione da 2 jockey pump.

- Sistema ad acqua spruzzata che è alimentato da:
 - o 2 pompe collegate al sistema elettrico principale;
 - o 1 moto pompa;

a protezione di:

- o frontale e pareti laterali dei locali di alloggio;
- o duomi dei serbatoi del carico;
- o pareti esterne del locale compressori del carico;
- o pareti esterne del locale motori elettrici dei compressori del carico;
- o pareti esterne della cabina controllo bracci di carico;
- o area dei manifold e dei bracci del carico;
- o apparecchiature e serbatoi di processo dell'impianto di rigassificazione;
- o torretta;
- o imbarcazioni di salvataggio.

In caso di fuoco confermato, il sistema è attivato manualmente.

Si sottolinea che l'anello antincendio e il sistema water spray sono sistemi separati e indipendenti.

Altri Sistemi antincendio fissi a protezione delle aree occupate dal personale e dagli impianti più critici includono:

- sistema CO2 ad alta pressione, per l'estinzione di incendi in aree chiuse;
- sistema schiuma ad alta espansione, per la protezione degli spazi interni;
- sistema a polvere anidra, per la protezione degli spazi esterni (ponte nave);
- estintori portatili, che possono essere di tre tipi:

- o a schiuma per le aree in cui sono presenti idrocarburi liquidi;
- o a CO2 per le zone dove sono presenti strumentazioni ed apparecchiature elettriche;
- o a polvere anidra per le aree di processo.

- **sistema antincendio a CO2 a protezione di:**
 - locale Generatore di emergenza;
 - locale compressori del carico;
 - locale motori elettrici compressori carico;
 - locali di poppa:
 - o centrale controllo turbogeneratori;
 - o centrale controllo locale macchina;
 - o locali quadri elettrici;
 - o centrale UPS;
 - o locali trasformatori;
 - o locale depuratori;
 - o locale elica direzionale;
 - o deposito pitture;
 - locali di prora:
 - o locale quadro elettrico,
 - o locale strumentazione;
 - o locale trasformatori.

- **sistema antincendio a schiuma ad alta espansione a protezione di:**
 - o locale macchina
 - o centrale locale macchina;
 - o cofano e zona bruciatori caldaie;
 - o locale generatore gas inerte;
 - o locale generatore azoto;
 - o locale Generatore emergenza;
 - o locale depuratori;
 - o locali quadri elettrici;
 - o locali trasformatori;

- **sistema antincendio a polvere a protezione delle seguenti aree scoperte di ponte:**
 - o zona del carico;

- o zona impianto di rigassificazione;
- o torretta.

9.1.9 EFFETTI INDOTTI SU ALTRI IMPIANTI AD ALTO RISCHIO DA INCENDI O ESPLOSIONI

Non sono previsti effetti domino tra il Terminale ed altri impianti essendo questo ancorato in mare aperto.

Le eventuali interazioni tra il Terminale e la nave metaniera ormeggiata non sono ritenute in grado di produrre effetti domino con escalation dell'incidente dal momento che l'inventario massimo di GNL non si modifica, sia che esso si trovi completamente stoccato sulla FSRU sia in parte a bordo della FSRU ed in parte del carrier. Si tenga inoltre presente che le procedure di emergenza previste per le fasi di travaso impongono lo sgancio rapido delle due unità ed il conseguente allontanamento dal Terminale del carrier.

9.1.10 MANUALE OPERATIVO GESTIONE DELLA SICUREZZA E MANUTENZIONE

Il Terminale opererà, come da prescrizioni NOF, in conformità alle Convenzioni Internazionali SOLAS e MARPOL; in particolare, allo scopo di garantire un regime di sicurezza e di security affidabile, il Terminale opererà nel rispetto del Sistema Internazionale di Gestione della Sicurezza (SMS) e della Security (ISPS Code).

Entrambi i sistemi saranno certificati dall'amministrazione dello stato di bandiera quando applicabili per una unità di tipo galleggiante.

Si evidenzia la necessità di prevedere, tra le procedure del Sistema di Gestione della Sicurezza, un'attenta analisi dei rischi in caso di interventi manutentivi critici (ad esempio la rimozione delle pompe sommerse posizionate all'interno dei serbatoi) o manutenzioni significative all'impianto che coinvolgano linee o sistemi in grado di produrre incidenti rilevanti.

Il Terminale sarà dotato di procedure per la gestione della Security in accordo a quanto richiesto dal codice ISPS opportunamente integrate con quanto previsto dall'art. 7 del D.Lgs 334/99 e s.m.i.

Il Terminale, in accordo con SNAM Rete Gas, sarà dotato di procedure operative che garantiscono una corretta interfaccia con la pipeline, a tutela del Terminale e della pipeline stessa, con particolare attenzione alla protezione dei riser e della SSIV Station.

Nel definire tali procedure si terrà conto sia dei carichi sospesi che potrebbero cadere dal Terminale, sia di possibili incidenti causati dai mezzi di servizio. In particolare, saranno sviluppate procedure dedicate per l'avvicinamento dei mezzi di servizio. L'intervento dell'elicottero, previsto solo in caso di emergenza medica, sarà regolato da apposite procedure che ne vincoleranno la rotta di avvicinamento al Terminale in direzione della poppa.

9.1.11 SEGNALETICA DI EMERGENZA

Nei documenti di progetto sono elencati i layout con l'indicazione della segnaletica di sicurezza presente a bordo.

Di seguito vengono elencate le norme di riferimento utilizzate:

- IMO, SOLAS, Consolidated Edition 2004 (text of the International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974 and its Protocol of 1988: articles, annexes and certificates);
- IGC Code "International Code for construction and equipment of ship carrying liquefied gases in bulk";
- "Rules for the Classification of the Floating Units intended for Production, Storage and Off-Loading of Liquid Hydrocarbons or intended for Storage, Off-Loading and Regasification of Liquefied gases" - Rina effective from 1 January 2008;
- ISO 17398, Safety colours, and safety signs – classification, performance and durability of safety signs 2004. E' da evidenziare che, in accordo a quanto richiesto dalla nota del 04/02/2004 dell'Aeronautica Militare, è prevista, per il sistema in esame, la segnaletica sia cromatica che luminosa, con i seguenti criteri:
 - verniciatura in bianco e arancione/rosso (a strisce o a scacchi) del terzo superiore dell'ostacolo;
 - luce (o gruppi di luci) fissa di colore rosso, posizionata alla sommità dell'ostacolo e visibile, di notte, ad una distanza non inferiore a Km 5 e da qualsiasi direzione;
 - sugli ostacoli di altezza uguale o superiore ai 300 metri (90 metri se l'ostacolo è su piattaforma marina), installazione di luci (o gruppi di luci) supplementari anche a livelli intermedi; in questo caso le luci (o gruppi di luci) saranno poste a distanza di 150 metri (45 sul mare) a partire dalla sommità dell'ostacolo.

I segnali luminosi saranno attivi di notte e di giorno e saranno provvisti di un impianto di alimentazione primario e uno di emergenza.

9.1.12 SISTEMI DI PREVENZIONE ED EVACUAZIONE IN CASO DI INCIDENTE

Il Terminale FSRU è fornito dei seguenti mezzi di evacuazione:

- il mezzo primario è rappresentato dalle lifeboat (scialuppe di salvataggio). Sono presenti 2 lifeboat esistenti, da 60 posti ciascuna, posizionate a poppa, una a dritta, l'altra a sinistra. Una terza lifeboat da 10 posti è posizionata a prua. Le lifeboat sono di tipo TEMPSC (totally enclosed motor propelled survival craft);
- il mezzo secondario di evacuazione è rappresentato dalle zattere autogonfiabili: a poppa ne sono previste 6 da 20 persone ciascuna e a prua una da 20 persone.

Nell'area circostante il Terminale è presente una nave guardiana 24 ore al giorno per 365 giorni, che è in grado di svolgere funzioni di salvataggio.

La pratica di off-shore prevede che l'elicottero sia classificato come mezzo di evacuazione secondario per le sole emergenze mediche; non è previsto che esso intervenga in situazioni di incidente sul processo. Sul Terminale è prevista una zona di sicurezza (winch up area) per il prelievo con elicottero di persona infortunata in situazioni di emergenza grave.

Uno studio apposito, denominato "Emergency Escape and Rescue study", è stato svolto per verificare l'adeguatezza dei mezzi di fuga previsti sul Terminale, con riferimento alle raccomandazioni API di settore e verificando la conformità alla norma ISO 13702.

9.1.13 SISTEMI DI PROTEZIONE DEL PERSONALE

Per quanto riguarda i sistemi di protezione del personale, si elencano di seguito i principali accorgimenti adottati.

Dotazioni di sicurezza: il Terminale è fornito di dotazioni di sicurezza per il personale di bordo conformemente alle normative di riferimento applicate, per la sicurezza in mare e sui luoghi di lavoro; queste consistono in:

- giubbotti salvagente (in numero e ridondanza adeguati alla capienza massima di personale del Terminale);
- tute per la sopravvivenza in mare in caso di naufragio;
- tute antincendio;
- autorespiratori individuali con protezione per gli occhi, in caso di esodo di emergenza;
- lampade anti-deflagranti;
- indumenti protettivi, stivali, guanti;
- occhiali di protezione stagni;
- elmetti di protezione.

Tali dotazioni saranno collocate negli alloggi, nelle aree di ricreazione, nei luoghi di lavoro, sia all'aperto che al chiuso, e nei punti di riunione in caso di emergenza. Sono inoltre disponibili rilevatori di gas e campionatori di gas portatili che devono essere impiegati dal personale di servizio quando è necessario intervenire in aree dove è possibile la presenza di gas o la mancanza di ossigeno.

9.1.14 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI

L'accesso all'impianto sarà regolamentato e consentito soltanto a personale autorizzato dal Gestore, in accordo alle procedure relative alla security che saranno inserite nel Sistema di Gestione della Sicurezza del Terminale. Il Piano di Security è stato redatto dalla Società OLT ed inviato alla Capitaneria di Porto in data 06/10/09 per la relativa verifica.

Il Terminale, dotato del Certificato Internazionale di Security e del Piano di Security redatto in conformità al codice ISPS, regolamerterà in maniera conseguente l'accesso a bordo e agli impianti.

9.1.15 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

Il Terminale opererà, come da prescrizioni NOF, in conformità alle Convenzioni Internazionali SOLAS e MARPOL; in particolare, allo scopo di garantire un regime di Sicurezza e di Security affidabile, il Terminale opererà nel rispetto del Sistema Internazionale di Gestione della Sicurezza (SMS) e della Security (ISPS Code).

Il Terminale sarà dotato di un adeguato piano di emergenza, elaborato valutando le situazioni di emergenza evidenziate nel presente Rapporto.

I ruoli/qualifiche e le specifiche azioni di intervento e coordinamento durante le situazioni di emergenza (ruoli d'appello) saranno definiti ai sensi dell'art.203 del regolamento di sicurezza approvato con DPR 8 novembre 1991 n. 453 e della regola III/37 della Convenzione Solas 74 (88).

10. IDENTIFICAZIONE DELLE AREE CRITICHE DEL TERMINALE E METODI USATI NELLE ANALISI DI SICUREZZA

L'analisi preliminare per individuare le aree critiche di impianto è stata eseguita secondo le indicazioni del DPCM 31/03/1989.

Tale indagine ha lo scopo di fornire un rapido mezzo per individuare e valutare quelle sezioni di impianto che presentano un potenziale rischio di incidente, attraverso una classificazione numerica, basata sulla natura delle sostanze presenti, sulla loro quantità, sulle condizioni operative e sul tipo di processo.

A tal fine, si utilizza il metodo a indici descritto nell'Allegato II dello stesso decreto con l'ausilio della linea guida pubblicata dall'ISPESL (Istituto Superiore di Sanità), che ne riassume i contenuti e fornisce un supporto nello sviluppo del metodo.

10.1 DESCRIZIONE DEL METODO AD INDICI

Il metodo, semplificato e parametrizzato, permette, dopo la suddivisione dell'installazione in unità logiche, di individuare le aree a maggior rischio di incidente rilevante, sulla scorta dei valori determinati per una serie di parametri.

Come premessa, occorre sottolineare che il metodo è stato sviluppato alla fine degli anni '80, pertanto contempla caratteristiche progettuali ormai largamente superate dagli standard di progettazione in vigore attualmente. Inoltre si deve tener conto che il Terminale, per molti aspetti sia di progetto che di gestione, fa riferimento a normative navali non contemplate nel metodo che è applicato per impianti a terra. Per tali motivi, in alcuni casi, si è dovuto procedere ad un adattamento delle indicazioni proposte dal metodo, al fine di poter caratterizzare le unità in tutti gli aspetti di processo e progetto.

Di seguito vengono riassunte le principali ipotesi e assunzioni considerate; esse si riferiscono in modo particolare agli aspetti legati alla fase di compensazione degli indici di rischio.

Per quanto riguarda gli aspetti di contenimento, si evidenzia che:

- per lo stoccaggio è stato inserito un indice rappresentativo della condizione di doppio contenimento realizzata dalla MOSS ;
- le valvole di isolamento (ESD) e di intervento (BDV) sono caratterizzate da tempi di intervento di 30 e 60 secondi rispettivamente;
- la soglia inferiore di intervento per i gas detector è il 20% del LEL.

Per quanto riguarda in generale gli aspetti legati al controllo del processo:

- per i sistemi di allarme e di intervento in automatico si è considerato, in linea generale, che si abbia segnalazione multipla di guasto;
- per gli aspetti di sorveglianza dell'impianto è stata indicata la presenza di sistemi di comunicazione bidirezionale tramite altoparlanti posizionati su tutto il Terminale che comunichino con la sala controllo. Si è inoltre assunto che il Terminale sia sorvegliato giorno e notte;
- per i sistemi di arresto si è attribuito un fattore legato alla possibilità di monitorare e diagnosticare le attrezzature durante il normale funzionamento dell'impianto.

Nel caso degli aspetti legati all'atteggiamento nei confronti della sicurezza, sono stati attribuiti fattori associati ai comportamenti minimi stabiliti dalle normative per questo tipo di installazione, comprendente:

- approfonditi corsi di addestramento per gli operatori;
- procedure di manutenzione programmata per le componentistiche;
- ispezioni e controlli non distruttivi per le apparecchiature a pressione.

A tal proposito si ritiene opportuno sottolineare che è stato inserito un fattore legato alla possibilità che a seguito di incidente i dati relativi vengano opportunamente registrati; questo aspetto è di fondamentale importanza e dovrà essere tenuto in considerazione nelle procedure di gestione dell'impianto.

Per il caso delle protezioni antincendio, si è tenuto conto che:

- i sistemi garantiscono la protezione delle strutture per 60 minuti dall'inizio dell'incidente;
- i cavi usati per l'impianto elettrico, per tutti i sistemi ausiliari, di controllo e supervisione e per i circuiti di emergenza sono del tipo resistenti al fuoco, in accordo con la IEC 60331;
- per quanto riguarda il sistema oggetto di analisi, la riserva d'acqua è infinita dal momento che l'alimentazione è l'acqua di mare. Per definire il dato da attribuire nella fase compensativa per questo aspetto, si è tenuto conto della pressione di lavoro degli idranti che è pari a 5 barg.

Nell'applicazione del Metodo a Indici sono state considerate le 10 unità, qui di seguito elencate:

- Bracci di carico (Loading arms);
- Tubazione alimentazione;
- Stoccaggio;
- Tubazione Stoccaggio – Ricondensatore;
- Compressore di BOG;
- Ricondensatore – Booster Pump (escluse);

- Booster Pump (includere) – Vaporizzatore (escluso);
- Vaporizzatore;
- Tubazioni uscita Vaporizzatori – Tubazione di Send Out;
- Sistema Cold vent.

L'analisi preliminare (penalizzazione) ha evidenziato che le unità che presentano indici di rischio più elevato sono:

- tubazione alimentazione stoccaggi;
- stoccaggi;
- ricondensatore - pompe booster;
- tubazioni uscita vaporizzatori – tubazione di send out.

L'unità "stoccaggio" secondo l'analisi preliminare è quella che presenta un indice di rischio più elevato, causa l'ingente quantità di GNL contenuto.

La fase di compensazione ridefinisce gli indici di rischio tenendo conto di tutti i sistemi di controllo, protezione, intervento e gestione delle emergenze.

I risultati ottenuti in questa fase hanno dimostrato che i sistemi di mitigazione e prevenzione degli incidenti previsti dal progetto sono in grado di ridurre gli indici di rischio di molte unità portandoli a considerare livelli "basso", "moderato" e "lieve".

Per quanto riguarda l'unità serbatoi di stoccaggio, i sistemi di controllo/protezione e contenimento hanno inoltre permesso di mitigare la maggior parte degli indici di rischio, portandoli a categorie di criticità minori.

Modalità di effettuazione dell'analisi di rischio

La valutazione dei rischi è stata realizzata utilizzando la "Quantitative Risk Analysis" e sviluppandola secondo le fasi richiamate qui di seguito:

1. identificazione dei pericoli;
2. selezione degli eventi iniziatori di riferimento "EIR";
3. identificazione delle sequenze incidentali;
4. valutazione delle sequenze incidentali in termini di frequenza di accadimento e magnitudo del danno.

Tutte le fasi dell'analisi, ed in particolare la fase di identificazione degli eventi iniziatori, fanno costante riferimento agli studi di sicurezza specialistici sviluppati durante il progetto al fine di integrarne le risultanze, di rilievo ai fini dell'analisi di rischio di incidente rilevante, nel Rapporto di Sicurezza.

10.2 IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

Nel processo di identificazione dei pericoli, l'individuazione degli scenari (rottture o cedimenti con conseguente rilascio di sostanze che possono evolvere in scenari incidentali), è scaturita dalle valutazioni emerse operando congiuntamente con tre diversi approcci di identificazione:

- analisi storica, che ha permesso di verificare le problematiche di sicurezza relative al sistema in esame sulla base degli incidenti accaduti in passato per sistemi analoghi;
- normativa di riferimento EN 1473 ("Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto GNL- progettazione delle installazioni di terra"), che ha fornito un'indicazione di massima delle fonti di pericolo da tenere in considerazione e di quelle che possono essere tralasciate perché ritenute non credibili; su questa base, oltre che su un'analisi attenta del progetto, sono stati individuati gli eventi iniziatori derivanti da rottture di linee e componenti. Si sottolinea che tale normativa è applicabile ai terminali installati a terra, in questo studio utilizzata come riferimento per la scelta degli eventi iniziatori di incidente;
- analisi HAZOP/HAZID, sviluppate nel corso del progetto, che hanno permesso di approfondire:
 - Hazop per Cargo/Topside e Ausiliari: i potenziali incidenti derivanti da deviazioni dei parametri di processo.
 - Marine Hazid: i possibili incidenti derivanti da errate manovre di ormeggio o da errate operazioni durante la procedura di collegamento dei bracci di carico.

Son stati considerati credibili gli scenari incidentali caratterizzati da una frequenza di accadimento pari o superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ eventi/anno: nonostante tale valore sia estremamente ridotto (diversi autori considerano trascurabili gli scenari con frequenza inferiore a $1 \cdot 10^{-6}$ eventi/anno, ossia pari ad un evento ogni milione di anno) dal momento che la normativa italiana spesso fa riferimento anche ad eventi di frequenza inferiore a $1 \cdot 10^{-6}$, come la pianificazione territoriale, si è ritenuto opportuno estendere la valutazione fino alla soglia sopra indicata. Scenari con frequenze inferiori sono da ritenersi effettivamente non credibili.

10.3 ANALISI STORICA

L'analisi storica permette di verificare le problematiche di sicurezza relative ad una certa tipologia di sistema, sulla base degli incidenti accaduti in passato per sistemi analoghi. La ricerca di tali eventi è condotta reperendo le informazioni di interesse nella letteratura specializzata e facendo riferimento a banche dati di registrazione degli eventi incidentali, generalmente organizzate e gestite da organizzazioni nazionali o internazionali.

Nel terminale FSRU la sostanza predominante, le cui attività di trattamento, utilizzo e movimentazione rappresentano un potenziale rischio, è il gas naturale sia in forma liquida che gassosa; per essa in questa sezione è stata sviluppata un'analisi storica finalizzata alla ricerca degli eventi incidentali che l'hanno coinvolta.

Per ogni evento si sono esaminati l'origine dell'incidente, la tipologia di incidente, le cause, ove il dato era disponibile, e le conseguenze generate.

Consultazione Banche Dati

Nell'attività di reperimento delle informazioni di interesse, sono state consultate le Banche Dati internazionali che hanno registrato il maggior numero di incidenti riguardanti la produzione, lo stoccaggio ed il trasporto di sostanze pericolose.

Le Banche Dati sono state interrogate per conoscere gli incidenti che hanno coinvolto:

- Gas Naturale Liquefatto (LNG) (banca dati MHIDAS e FACTS);
- Navi metaniere (Statistica SIGTTO e Lloyds Register).

Conclusioni dell'Analisi Storica

Dall'analisi storica condotta e ampiamente descritta nel RDS si ritiene utile riportare le osservazioni conclusive ritenute maggiormente significative.

Si intende ribadire che, sulla base dei risultati proposti dalle Banche Dati MHIDAS e FACTS, nel 70% dei casi gli scenari evolvono nel solo rilascio di sostanza senza conseguenze gravose per l'impianto, solo un 30% dei casi evolve in scenari in grado di produrre danni alle strutture e solo una ridotta parte di questi, effetti sulle persone.

Considerando le conseguenze analizzate, in termini di effetti gravi, si definisce un quadro tutto sommato sicuro per la tipologia di impianto oggetto di studio. Si potrebbe dire che, in generale, gli incidenti non hanno provocato danni al personale.

I dati proposti in letteratura delineano pertanto una situazione in cui si può notare che il numero più cospicuo degli incidenti non ha riportato morti o feriti. **Gli incidenti più gravosi**, oltre a essersi verificati nell'arco degli anni sessanta-ottanta, periodo in cui lo sviluppo tecnologico non era ancora elevato quanto quello attuale, **si riconducono ad impianti di trattamento differenti da quello in analisi.**

Nella valutazione dei casi di incidente avvenuti, considerandone le cause, il dato che accomuna un po' tutti gli eventi, è il guasto di tipo meccanico. Va ribadito che tali cause possono essere limitate procedendo a una adeguata politica di manutenzione programmata e di costante monitoraggio dei componenti di impianto.

Restringendo l'indagine al campo navale, è stato constatato da più fonti che negli ultimi anni non si sono verificati incidenti che abbiano coinvolto navi gasiere. Si ritiene utile sottolineare anche come, nei pochi casi di incidente avvenuti, gli scenari incidentali abbiano avuto conseguenze tutto sommato limitate o comunque circoscrivibili, e siano spesso avvenuti durante la navigazione.

Quest'ultima considerazione si evince anche dall'analisi dei dati proposti da SIGTTO, la quale evidenzia **come la quasi metà degli incidenti avvenuti durante il trasporto navale di GNL sia causata da errori di navigazione** e, solo a seguire, da problemi ai macchinari.

Si ritiene significativo evidenziare come il numero di incidenti relativi al trasporto su navi metaniere, rispetto alla generale attività di trasporto su nave, sia significativamente ridotto e meno gravoso in termini di conseguenze e danno. Inoltre risulta importante mettere in luce che, dal 1973, anno di consegna della prima nave metaniera con serbatoi di tipo Moss (tecnologia adottata nel Terminale in esame), **ad oggi, non si sono verificati incidenti che hanno portato a rotture o danneggiamenti dei serbatoi sferici.**

Tenendo quindi conto che:

- gli incidenti registrati sono avvenuti in un periodo in cui le tecnologie non erano ancora sviluppate con gli elevati standard utilizzati attualmente;
- la tecnologia adottata per i serbatoi di stoccaggio presenti sulla FSRU garantisce una condizione di doppio contenimento;
- i serbatoi sono progettati secondo il criterio "leak before failure" (questo presume che se si dovesse formare una fessura, essa si propagherebbe lentamente senza arrivare immediatamente ad una rottura critica);
- si ha un costante monitoraggio nell'intercapedine tra le due pareti che costituiscono il doppio contenimento, nonché una continua inertizzazione con azoto della zona tra la prima parete e il rivestimento di polistirene;
- sono escludibili problemi causati da carichi sospesi, dal momento che si è esclusa la possibilità di movimentare carichi al di sopra dei serbatoi di stoccaggio.

e che la norma EN 1473 stabilisce che possa essere tralasciato dall'analisi degli scenari incidentali il rilascio da serbatoi di stoccaggio a contenimento totale paragonabili a quelli in esame, **la rottura catastrofica/perdita con conseguente rilascio di GNL è ritenuta non credibile nell'impianto in oggetto.**

Valutando gli incidenti avvenuti durante la fase di carico/scarico di prodotto, si ritiene importante ribadire che situazioni incidentali di rottura dei bracci con conseguente rilascio ad oggi possono ritenersi remote, dal momento che tutti i sistemi di connessione alla nave metaniera sono progettati per il distacco rapido in caso di emergenza e la messa in sicurezza del sistema di rigassificazione. Nella successiva trattazione degli scenari incidentali, comunque, saranno sviluppati e approfonditi gli effetti causati dall'evento iniziatore di perdita dal sistema di accoppiamento (EIR1).

Analisi storica relativa agli incidenti di collisione

Riguardo agli incidenti di collisione, questi, nella maggioranza dei casi, non hanno provocato conseguenze per le persone ma solo danni di tipo strutturale; inoltre è stato spesso possibile ripristinare le condizioni di normalità in tempi ragionevoli.

In particolare, gli eventi di rilascio causati da collisione tra navi gasiere possono essere esclusi in quanto:

- negli ultimi anni non si sono registrati incidenti che abbiano coinvolto navi gasiere, nonostante il traffico di queste tipologie di nave sia elevato;
- la zona intorno al Terminale è interdetta alla navigazione fino ad una distanza di circa 2 miglia, per cui è escluso che una nave possa avvicinarsi al Terminale stesso;

- è costantemente presente una nave guardiana, per il monitoraggio delle acque intorno al Terminale; a tal proposito si sottolinea che sono state definite particolari procedure che la nave guardiana deve attuare in caso di rischio di collisione di una nave con l'FSRU, anche se è escluso che una nave possa avvicinarsi;
- a livello internazionale, sono state condotte simulazioni strutturali di impatti, per valutare l'effetto di un eventuale impatto di una nave con una gasiera. Si sono ricercate le condizioni più gravose, ovvero per impatti a 90° nei quali cioè la nave impattante urta il fianco della gasiera perpendicolarmente. Una descrizione delle analisi svolte (riportata in SANDIA, 2008; Pitlabo, 2004) mostra che impatti anche con navi di grandi dimensioni con velocità inferiori a 6 nodi non causano danni ai serbatoi (SANDIA 2008) e che impatti **con un'altra nave gasiera a velocità di 6,6 nodi o con una petroliera di 300.000 DWT a pieno carico a 1,7 nodi non causano danni al serbatoio interno (Pitlabo, 2004).** Tenendo conto che la nave metaniera nelle operazioni di avvicinamento all'FSRU si posiziona parallelamente ad essa e viene trainata da tre rimorchiatori, si esclude che si possano creare condizioni di impatto tali da provocare un danno ai serbatoi di stoccaggio.

Per tutte le considerazioni appena elencate, l'evento di impatto con l'FSRU da parte di altre unità navali è ritenuto di probabilità trascurabile, per cui l'evento di rilascio per collisione non è stato preso in considerazione come evento iniziatore di incidente.

10.4 NORMATIVA DI RIFERIMENTO EN 1473

La norma prevede che si debbano considerare tutte le possibili fonti di perdita, che possano evolvere in scenari incidentali ed essere causa di danno per le apparecchiature circostanti. Per questo motivo l'analisi è stata focalizzata sulle rotture casuali delle cosiddette "tratte di tubazione critiche". Si definiscono "tratte di tubazione critiche" quelle tratte che presentano la maggiore lunghezza non intercettabile (cioè compresa tra due valvole consecutive). In pratica sono le sezioni di tubazione che, in caso di rottura, comportano il rilascio della massima quantità di prodotto. Tali tipi di evento sono stati valutati sia per i sistemi relativi al processo che per quanto riguarda i sistemi ausiliari.

Di seguito vengono elencate le tubazioni dalle quali è possibile abbiano origine incidenti di un certo rilievo con possibili conseguenze per l'ambiente, il personale e per l'impianto:

- rottura/perdita da tubazione di alimentazione GNL a serbatoi di stoccaggio;
- rottura/perdita da tubazione GNL da serbatoi di stoccaggio verso il ricondensatore;
- rottura/perdita da tubazione BOG nella sezione tra serbatoi a ricondensatore;
- rottura/perdita da tubazione GNL nella sezione tra ricondensatore e vaporizzatori;
- rottura/perdita da tubazione GN nella sezione tra vaporizzatori e torretta;
- rottura/perdita da riser GN fino alla stazione SSIS (limite di batteria dello studio);
- rottura/perdita da tubazione GN del sistema Fuel Gas;
- rottura/perdita da tubazione vapore ad alta pressione verso i turbogeneratori del sistema di generazione elettrica.

Sono stati inoltre considerati gli eventi di rilascio da serbatoi di stoccaggio di sostanze ausiliarie di processo, in particolare oli lubrificanti e diesel di emergenza, e l'esplosione fisica di serbatoi pressurizzati, ove ritenuta pericolosa.

Tali eventi sono stati presi a riferimento poiché sono caratterizzati dalle condizioni più gravose dal punto di vista dei parametri di processo, dei parametri di progetto (diametro) e della loro ubicazione sull'impianto.

10.5 ANALISI HAZOP - HAZID

I potenziali incidenti derivanti da deviazioni dei parametri di processo o anomalie nelle operazioni sono stati individuati esaminando gli studi HAZOP e HAZID realizzati durante il progetto.

L'HAZOP (Hazard and Operability, pericolo e operabilità) è una metodologia di identificazione e valutazione dei rischi concernenti un processo industriale. La tecnica si basa su una analisi sistematica di tutte le deviazioni di processo (aumento pressione e temperatura, ecc) al fine di identificare per ognuna di esse se vi siano cause possibili e, se del caso, quali sono le conseguenze del sistema in termini di possibilità di superare le condizioni di progetto del sistema così come verificare quali e quante protezioni indipendenti sono state previste.

L'analisi HAZOP è la base dell'identificazione e valutazione dei rischi relativi al processo di movimentazione, stoccaggio e rigassificazione del GNL.

Nel caso specifico si è fatto principalmente riferimento all'analisi Hazop Cargo & Topside, in cui sono state analizzate le deviazioni di processo relative ai serbatoi di stoccaggio (Cargo) e al Topside (comprendente tutti i sistemi relativi al processo principale di rigassificazione).

L'Hazop Vessel, in cui sono state analizzate le deviazioni di processo relative ai sistemi ausiliari, è stata presa a riferimento al fine di verificare che eventuali anomalie relative ai sistemi ausiliari non potessero originare incidenti rilevanti sul processo.

Si è fatto riferimento alla Marine Hazid per le problematiche connesse alle procedure di accosto e di ormeggio della nave metaniera al Terminale e alle operazioni di connessione dei bracci di carico; l'analisi non ha evidenziato alcuna problematica che potesse essere identificata come iniziatrice di incidente rilevante sul Terminale ai fini dell'analisi di rischio. Tutte le problematiche a cui è stato attribuito un livello di rischio elevato sono infatti individuate sulla nave metaniera (fuori dai limiti di batteria del presente studio) o sono correlate a procedure operative e di manutenzione che non prevedono come conseguenza eventi che potrebbero essere iniziatori di possibili incidenti rilevanti.

Il documento di riferimento principale per la definizione degli eventi iniziatori di incidente è stato quindi l'analisi HAZOP Cargo&Topside che ha portato all'individuazione delle anomalie di funzionamento (guasti di sistemi di regolazione o di controllo, malfunzionamenti, errori di conduzione o di manovra) ed, in modo specifico, di quelle che possono comportare problemi sia dal punto di vista strutturale che di processo. È stata condotta un'analisi molto accurata di tutte le problematiche che possono intervenire sul Terminale; le uniche criticità rilevate vengono discusse nel seguito.

E' da sottolineare che molti degli scenari individuati non evolvono in situazioni di incidente.

Bracci di carico

Per quanto riguarda i bracci di carico e la funzione di carico del GNL, sono state rilevate problematiche di sicurezza e condizioni di rischio relative a:

- Possibilità di sovrappressione dei bracci di carico, causata dalla chiusura spuria di valvole di regolazione e di emergenza (SDV), con conseguente diminuzione o assenza di portata verso i serbatoi di stoccaggio. In tutti i casi sono disponibili più protezioni indipendenti, in particolare controlli di livello sui serbatoi di stoccaggio, indicazione dello stato delle valvole in sala controllo, controlli di flusso sulle linee e procedure computerizzate di carico;
- Aumento di pressione nei serbatoi, per chiusura spuria valvole ERS sul braccio vapore durante le operazioni di trasferimento. Tale fenomeno viene segnalato da diversi sensori di pressione con allarme in sala controllo e la pressione può essere sfogata attraverso le valvole PSV su ciascun serbatoio.

Si esclude che tali eventi possano sfociare in situazioni incidentali, dal momento che sono presenti molteplici sistemi di controllo della pressione dei serbatoi nonché il sistema di chiusura di emergenza delle valvole e ERS sui bracci di carico dei liquidi.

Serbatoi di stoccaggio

Per quanto riguarda i serbatoi di stoccaggio, sono state rilevate problematiche di sicurezza e condizioni di rischio per il fenomeno di rollover nei serbatoi. Tale fenomeno si manifesta a causa della stratificazione del GNL nei serbatoi stessi. Per proteggere i serbatoi da tale fenomeno è prevista l'analisi della densità in ciascun serbatoio mediante il profilo di temperatura lungo l'altezza del GNL stoccato e con la possibilità di ricircolo del GNL nel serbatoio stesso o nei quattro serbatoi.

In base alla valutazione di questo parametro, l'operatore, se rinviene il pericolo che si manifesti il fenomeno di rollover, procede all'apertura della linea di ricircolo della pompa del carico o, se questa non fosse disponibile, può abilitare la linea di ricircolo tramite in-tank pump.

Inoltre sono presenti su ciascun serbatoio due valvole di sicurezza PSV dimensionate per intervenire in ridondanza, in caso di sovrappressione causata da rollover.

È stata valutata anche la possibilità che si manifesti una sovrappressione all'interno dei serbatoi causata da guasto al compressore di BOG durante la fasi di carico. Tale fenomeno può essere scongiurato grazie alla presenza di molteplici sistemi di monitoraggio e protezione.

In caso di malfunzionamento della regolazione dell'LD compressor, che aspira il BOG dai serbatoi di stoccaggio per l'alimentazione di fuel gas alle caldaie, si possono creare condizioni di depressione all'interno dei serbatoi minore rispetto a quella di progetto. Anche in questo frangente sono presenti numerosi e diversificati sistemi di controllo e protezione.

Si ritiene che il verificarsi degli scenari appena descritti, grazie all'intervento dei molteplici e diversificati sistemi di protezione, sia poco credibile; in via cautelativa, dal momento che essi

interessano i serbatoi di stoccaggio, è stato ritenuto opportuno approfondirli con la costruzione di un albero dei guasti, con lo scopo di definire la loro frequenza di accadimento, in modo da garantire l'escludibilità anche dal punto di vista probabilistico.

Sistema trattamento vapori di BOG

Per quanto concerne il sistema di trattamento vapori di BOG, sono state rilevate problematiche di sovrappressione legate all'intervento spurio di valvole di regolazione a causa di malfunzionamento del correlato loop di controllo o arresto dei compressori LD e/o dei BOG. In tal caso i vapori di BOG permangono all'interno dei serbatoi, causandone l'aumento di pressione. Come già accennato in precedenza, sono presenti numerosi controlli di pressione e valvole di sicurezza per ciascun serbatoio che possono scaricare i BOG al sistema di vent di emergenza.

Ricondensatore

Per quanto concerne il ricondensatore, i possibili rischi possono derivare da:

- Sovrappressione al suo interno, dovuta alla chiusura spuria di valvole di regolazione sulle linee per malfunzionamento dei correlati loop di controllo o arresto delle pompe booster. Si hanno in tutti i casi l'attivazione di allarme per alta pressione in sala controllo e l'intervento sia delle valvole PSV che delle valvole SDV;
- Sovrappressione a valle della sezione di ricondensazione, causata dall'apertura spuria di valvole di regolazione sulle linee in ingresso al ricondensatore, per malfunzionamento dei correlati loop di controllo e conseguente aumento di portata. Anche in questo caso sono presenti controlli di alta pressione che rilevano l'anomalia e inviano un segnale di allarme in sala controllo.

Si ritiene che l'evoluzione di tali eventi in scenari incidentali sia poco credibile, considerando l'elevato numero di sistemi di rilevazione e intervento, indipendenti, atti a limitare l'evoluzione dell'evento in incidente. Si sottolinea che le linee sono dotate di valvole di sicurezza PSV-TSV per la protezione contro gli eventi di sovrappressione. A fronte di tali valutazioni, lo scenario è stato ulteriormente approfondito.

Rigassificazione

I problemi rilevati nella sezione di rigassificazione sono riassunti di seguito:

- Eventuale sovrappressione causata dal liquido intrappolato nella linea per la chiusura delle valvole di regolazione sulla linea a monte dei vaporizzatori dovuta a malfunzionamento del loop di controllo correlato. In tal caso sono presenti controlli per basso flusso con allarme in sala controllo e valvole TSV per sfogare la pressione in eccesso.

- Aumento della pressione sul lato camicia del vaporizzatore, dovuta all'inversione di flusso di propano su lato GNL a cui consegue il passaggio di GNL nella sezione propano. Sono presenti controlli di pressione che inviano un segnale di allarme in sala controllo e valvole PSV per lo sfogo della sovrappressione dimensionate per la rottura di una singola tubazione.
- Possibile sovrappressione causata dalla perdita dalla linea nella sezione NG superheating, con conseguente passaggio di NG nei tubi in cui scorre l'acqua di mare. E' stato ritenuto poco credibile e alquanto remoto l'evento di sovrappressione causato dalla perdita della linea di acqua nella sezione NG superheating. Questo scenario si verificherebbe nel momento in cui si dovesse manifestare una rottura lato tubi in cui fluisce l'acqua di mare a 3 barg e il gas naturale lato mantello passasse nella tubazione dell'acqua di mare per l'elevato gradiente di pressione. Dal momento però che:
 - le tubazioni in cui scorre l'acqua di mare sono in titanio e il fluido all'interno opera a pochi bar;
 - i collettori sono tubazioni di grosso diametro (32") che scaricano direttamente in mare;
 - i collettori di mandata dell'acqua sono dotati di valvole di non ritorno che impediscono eventuali reflussi verso le macchine,

si ritiene che l'evento sia caratterizzato da un rischio trascurabile se comparato con gli altri eventi studiati e pertanto non è stato ulteriormente approfondito.

Solo il caso di rottura delle tubazioni di GNL con perdita nella camicia di propano è stato analizzato ulteriormente nell'EIR 7 (perdita di propano dal vaporizzatore- vedi punto 10.6- Identificazione degli eventi iniziatori).

Invio gas naturale

In relazione alla tubazione di invio gas alla sealine, si sono riscontrate le seguenti problematiche:

- Si prevede un aumento di pressione a monte della valvola 950 SDV001 (SSIV) nella sezione turret e riser, dovuta al guasto della stessa. In tal caso intervengono il sistema di protezione HIPPS e i pressostati che inviano segnale di PSD in logica 2oo3 (due su tre).

Si ritiene, a fronte delle protezioni presenti, che lo scenario sia altamente improbabile, per cui non è stato ulteriormente approfondito.

- Situazione di reverse flow del gas con escalation dello scenario incidentale, per apertura spuria della valvola ESDV quando richiesta chiusa; in questo caso si attiva la procedura di shut-down dell'intero impianto e depressurizzazione della parte di impianto interessata dal problema.

Le conseguenze che possono emergere da questo evento sono paragonabili a quelle relative all'EIR 6B.

Sistema di vent

Per quanto riguarda il sistema di vent sono state rilevate condizioni di rischio nel caso di eccessivo accumulo di liquido nei serbatoi K.O. propano e gas naturale, con possibilità che esso venga trasportato nel vent. In entrambi i casi sono presenti controlli di alto e altissimo livello sui serbatoi, che inviano un segnale di allarme in sala controllo; inoltre è prevista l'attivazione automatica dei corrispettivi heater per la vaporizzazione del liquido.

Per quanto riguarda il rilascio di sostanza per l'intervento spurio di valvole PSV sulle tubazioni, si può escludere che possa essere fonte di incidente, dal momento che lo scarico delle valvole è collettato.

Sistema di drenaggio

Per quanto riguarda il sistema di drenaggio degli spillamenti, non si evidenziano particolari criticità.

E' importante sottolineare che le linee che collegano i collettori di GNL al serbatoio presente in tale sistema sono isolate tramite valvole lucchettate chiuse, per cui è scongiurata la possibilità che il GNL venga inviato per errore a tale serbatoio senza che l'operazione risulti sotto controllo. Si sottolinea che, in caso tale serbatoio venisse utilizzato per collettare eventuali spillamenti, si dovranno predisporre opportune procedure di utilizzo in sicurezza per scongiurare l'eventualità di formazione di una miscela esplosibile all'ingresso del GNL nel serbatoio, che potrebbe portare a un'esplosione confinata, se innescata. **È raccomandato in questo frangente un primo flussaggio con azoto per garantire l'inertizzazione del serbatoio.**

Sistema Azoto

La presenza di stoccaggi di azoto, nella zona di poppa (Wobbe Index Area), potrebbe comportare, in caso di rottura o conseguente rilascio del gas, rischi del personale addetto, eventualmente presente nella zona Wobbe Index per attività di manutenzione. Non si ritiene che tale evento possa dare origine a incidenti rilevanti.

Verrà effettuata un'accurata valutazione dei rischi, preliminare alle attività manutentive, ai sensi del Sistema di Gestione della Sicurezza.

10.6 ULTERIORI PERICOLI POTENZIALI

Reazioni incontrollate

Con riferimento al processo effettuato sul Terminale FSRU, non sono effettuate operazioni unitarie quali distillazioni, assorbimenti, estrazioni liquido/liquido; di conseguenza non sono presenti reattori chimici. Il

processo è infatti limitato ad una variazione di stato fisico di sostanza; **per questo motivo non è ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate.**

Rollover

Il fenomeno del rollover può svilupparsi a seguito di stratificazione del GNL contenuto all'interno dei serbatoi di stoccaggio. Tale fenomeno può essere causato dall'introduzione, all'interno dei serbatoi, di GNL con una densità molto differente rispetto a quella caratterizzante il GNL già stoccato. Tale fenomeno è oggi ampiamente studiato e quindi prevedibile e controllabile; vengono infatti previsti controlli di densità, temperatura e livello che forniscono allarme nel momento in cui rilevano possibili condizioni che se protratte nel tempo possono portare al manifestarsi del fenomeno.

Con il termine "roll over" ci si riferisce ad un fenomeno per il quale grandi quantità di vapori possono essere prodotte, in breve tempo, durante lo stoccaggio di GNL ed emesse attraverso i dispositivi di rilascio della pressione.

A causa di un inadeguato miscelamento del GNL entrante in un serbatoio con quello presente, di differente densità e temperatura, si può generare una stratificazione all'interno del serbatoio. Nei due strati la densità risulta rispettivamente uniforme, ma lo strato inferiore è composto da GNL più denso di quello presente nello strato superiore. Successivamente, a causa dell'ingresso di calore dalle pareti e dal fondo del serbatoio, del limitato scambio di massa e calore tra i due strati e dell'evaporazione dalla superficie superiore del liquido, lo strato inferiore diminuisce la propria densità per effetto di espansione termica, mentre quello superiore si appesantisce per effetto dell'evaporazione dei componenti più volatili. Quando i due strati equilibrano la loro densità si mescolano spontaneamente in maniera estremamente rapida. Questa rapida miscelazione, chiamata rollover, è usualmente accompagnata da un incremento nella formazione di vapore, poiché il GNL dello strato inferiore, che prima non poteva sviluppare vapore a causa della pressione idrostatica dello strato superiore, è diventato surriscaldato rispetto alla pressione del serbatoio. Potenziali fenomeni di rollover sono normalmente preceduti da un periodo di transizione durante il quale la produzione di boil-off è significativamente ridotta rispetto ai valori normali.

Sloshing

Il fenomeno dello sloshing si presenta all'interno di serbatoi quando la nave è in movimento con carico parziale. Esso è correlato agli sforzi dovuti all'oscillazione del liquido ed ai connessi fenomeni di risonanza, i quali possono portare a seri danneggiamenti del sistema di contenimento interno ai serbatoi.

Le verifiche effettuate dalla Moss Marittime sulla "tecnologia MOSS" dei propri serbatoi di stoccaggio hanno dimostrato come i carichi di picco che possono essere causati dal fenomeno dello sloshing non sono tali da poter causare danni di tipo strutturale ai punti più sensibili del sistema, individuati nei supporti della torretta verticale in cui sono alloggiati le tubazioni e le pompe, con particolare riferimento alla connessione con la struttura del serbatoio.

10.7 IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INIZIATORI (EIR)

In conclusione sono stati identificati i seguenti Eventi Iniziatori di Riferimento:

- EIR 1: perdita da accoppiamento bracci di carico-tubazione alimentazione di invio GNL agli stoccaggi,
- EIR 2: rottura/perdita da collettore di alimentazione GNL agli stoccaggi,
- EIR 3: rottura/perdita da tubazione di alimentazione GNL al ricondensatore,
- EIR 4: rottura/perdita da tubazione di invio GNL a valle delle Booster pump ai vaporizzatori,
- EIR 5: rottura/perdita tubazione BOG a valle del compressore BOG verso il ricondensatore,
- EIR 6A: perdita/rottura della tubazione di GN nella sezione dai vaporizzatori alla torretta (esclusa).
- EIR 6B: perdita di GN dall'accoppiamento swivel della torretta,
- EIR 7: perdita di propano dal vaporizzatore,
- EIR 8: rottura/perdita di fuel gas dalla tubazione di alimentazione alla caldaia,
- EIR 9: rottura/perdita di vapore alta pressione dalla linea di alimentazione ai turbogeneratori,
- EIR 10: rilascio dagli stoccaggi.

10.8 IDENTIFICAZIONE DELLE SEQUENZE INCIDENTALI

In questa fase, per ogni Evento Iniziatore di Riferimento sono state delineate le possibili sequenze incidentali e per ogni sequenza sono state stimate le frequenze di accadimento ed i danni associati. Un unico Evento Iniziatore, infatti, in base al funzionamento più o meno corretto dei sistemi di protezione/sicurezza e in base ai fenomeni che si verificano (innesco, vento, ecc.) potrà portare ad evoluzioni dell'incidente molto diversificate tra loro, per ognuna delle quali occorre stimare il rischio associato.

L'analisi delle sequenze incidentali si basa sulla costruzione di una struttura ad albero (Albero degli Eventi), la cui radice è l'Evento Iniziatore di Riferimento, che si dirama in base al corretto o non corretto intervento dei sistemi di protezione/sicurezza e in base all'accadimento o meno dei fenomeni che interessano la sequenza.

Identificate le sequenze incidentali, si è proceduto alla stima della loro frequenza di accadimento e del danno associato.

10.9 RISULTANZE DELL'ANALISI DI RISCHIO

L'analisi delle conseguenze, effettuata per gli eventi iniziatori di riferimento scelti per l'analisi di rischio quantitativa, ha permesso di ipotizzare la dimensione dei fenomeni potenzialmente attesi e stimare di conseguenza l'estensione delle aree di danno risultanti, per tutti gli scenari ritenuti credibili.

Le valutazioni sono state effettuate tenendo in considerazione le due tipiche condizioni atmosferiche utilizzate negli studi sui grandi rischi: classe di stabilità D (secondo la classificazione di Pasquill-Gifford) e velocità del vento non superiore a 5 m/s (scenario D5) e classe di stabilità F e velocità del vento non superiore a 2 m/s (scenario F2). Si ritiene che la condizione che prevede stabilità F e vento di non oltre 2 m/s sia poco rappresentativa del sito in analisi ma per estrema cautela è stata considerata. Si ritiene pertanto opportuno far principalmente riferimento agli scenari simulati in categoria D5.

La valutazione degli effetti alle persone degli scenari di rilascio, incendio, esplosione e dispersione della sostanza è stata condotta con riferimento al DM 9 maggio 2001, che riporta una corrispondenza tra valori di soglia energetica dei fenomeni fisici, della concentrazione di sostanze tossiche e della categoria di conseguenze alle persone e alle cose. Per tale ragione, le analisi che seguono presentano i risultati in termini di distanze alle quali gli elementi vulnerabili risentono di tali effetti. Per le soglie di danno relative alle strutture, si è invece fatto riferimento al valore proposto dal Lees e dalla norma NFPA059A.

Anche per quanto riguarda le dimensioni delle rotture, si sono presi a riferimento nella maggior parte dei casi, due rotture tipo, 25 mm e 100 mm, abbinandole ai dati statistici riscontrabili in letteratura. Nell'ipotesi, come è previsto, di una gestione attenta delle operazioni, delle ispezioni e della manutenzione presso il Terminale, si ritiene che le rotture da 100 mm siano assolutamente poco credibili, ciò nonostante anche tale diametro è stato utilizzato per garantire che l'analisi esamini la situazione in modo cautelativo.

La sostanza principalmente interessata dagli scenari è ovviamente il GNL che può produrre fenomeni di rilascio allo stato liquido o vapore, con conseguente formazione di pozze o di getti. I getti in caso di innesco possono trasformarsi in Jet Fire; in alternativa, il rilascio o l'evaporazione delle pozze possono produrre un fenomeno di dispersione in atmosfera che, se innescato, può produrre un Flash Fire o, solo in taluni casi, un'esplosione non confinata (UVCE). Lo studio ha preso in considerazione anche l'eventualità di un innesco di pozza (Pool Fire), ma tali fenomeni possono essere considerati minoritari rispetto agli altri su citati, sia per la più limitata estensione del fenomeno, sia per la rapida evaporazione del GNL, qualora venisse a trovarsi in condizioni di pressione e temperatura ambiente.

Le valutazioni fatte permettono però di evidenziare che gli scenari ritenuti credibili, pur essendo talvolta caratterizzati da una estensione dei fenomeni ragguardevole, comportino incidenti di breve durata per il corretto intervento dei sistemi di allarme e isolamento. In aggiunta a questo è previsto l'intervento delle protezioni passive previste e dei sistemi antincendio e di raffreddamento di emergenza che permettono di mitigare i possibili danni.

L'unico scenario che prevede durate più elevate (fino a 1200 s) è quello relativo al EIR2 in cui non sono presenti rivelatori di gas in grado di attivare automaticamente l'isolamento delle linee (la loro posizione in quota li renderebbe poco efficaci), ma unicamente la rete di fusibile plug in grado di rilevare prontamente eventuali Jet Fire; con riferimento ai rilasci di gas che non si innescano immediatamente, il perdurare del fenomeno è stato ipotizzato cautelativamente superiore dal momento che l'intervento dei sistemi di blocco è demandato al personale di bordo. Le stime effettuate devono però essere considerate ampiamente cautelative dal momento che la probabilità di rottura/perdita sulla linea di trasferimento dai bracci di carico ai serbatoi (anche tenendo conto che questa è posizionata sopra i serbatoi) è poco credibile, considerando che essa è completamente saldata. Inoltre, in caso di incidente, è assolutamente da trascurare l'ipotesi che il personale di bordo non riveli la perdita e non intervenga prontamente, dal

momento che un rilascio di gas produrrebbe una nebbia facilmente visibile. Tale evento potrà, quindi, essere opportunamente controllato, oltre che con le precauzioni progettuali già adottate, con un'adeguata formazione ed addestramento del personale nel seguire le procedure operative, ispettive e di emergenza. Con riferimento anche agli altri scenari studiati, si osserva che, essendo il Terminale libero di ruotare intorno al suo punto di ancoraggio, tenderà sempre a disporsi con il vento diretto da prua a poppa, favorendo la dispersione di eventuali nubi infiammabili verso la zona di poppa e non verso l'area di processo. Nella zona di poppa il personale presente sarà protetto trovandosi normalmente in ambienti chiusi, dotati di pareti resistenti al fuoco.

Come indicato sopra, solo in rari casi si ritiene che il rilascio possa evolvere in un'esplosione non confinata, dal momento che la densità del gas è molto bassa ed i quantitativi dello stesso, che contemporaneamente si trovano all'interno della nube con concentrazioni comprese tra i limiti di infiammabilità, sono in molti casi relativamente contenuti. Con riferimento ai casi in cui le simulazioni hanno evidenziato quantitativi più consistenti, si deve tenere presente che tali valutazioni sono riferite allo sviluppo completo del fenomeno di dispersione e questo accade a distanze ragguardevoli (spesso oltre 150-180 metri) dal punto di rilascio; a tali distanze ci si aspetta che la bassa densità della nube ne abbia provocato un rapido innalzamento in atmosfera limitandone le probabilità di innesco nonché l'entità delle sovrapressioni a livello del mare; viceversa se l'esplosione avviene quando la nube non ha raggiunto un completo sviluppo (quindi a distanze più ravvicinate e quindi in grado di produrre danni a bordo del Terminale), i quantitativi di miscela esplosibile sono decisamente più ridotti, ottenendo conseguenze estremamente più blande rispetto a quelle cautelativamente indicate.

I fenomeni credibili ritenuti più gravosi sono di carattere termico (Jet Fire e Flash Fire) e quasi tutti di breve durata grazie all'intervento dei sistemi di blocco. Questa valutazione fa ritenere adeguate le scelte progettuali in termini di protezione termica dei serbatoi, apprestamenti antincendio, sistemi di depressurizzazione e venting, che permettono di scongiurare l'insorgere di effetti domino.

L'analisi conferma inoltre che l'area di interdizione alla navigazione di due miglia di raggio intorno al Terminale risulta di ampiezza adeguata per proteggere le unità navali, i natanti e le unità da diporto in transito ed evitare un loro diretto coinvolgimento in caso di incidente.

Si consideri ancora che negli scenari che presentano nubi o getti che si disperdono anche a grande distanza (alcuni oltre il centinaio di metri) interviene la bassa densità del gas naturale che tende ad innalzare la nube od inclinare il getto verso l'alto, in zone dove la probabilità di innesco tende ad annullarsi per l'assenza di possibili sorgenti. Questi contributi positivi alla sicurezza, che non possono essere facilmente quantificati, non sono stati valutati rendendo così le valutazioni ancora più cautelative.

Tabella riassuntiva aree di danno e frequenze di accadimento degli scenari incidentali considerati

Si allega una tabella riassuntiva degli scenari incidentali, caratterizzata dalle distanze di danno e dalle frequenze di accadimento.

TABELLA RIEPILOGO AREE DI DANNO E FREQUENZE DI ACCADIMENTO SCENARI INCIDENTALI

EIR 1: Rilascio di GNL dai bracci di carico							
SEQUENZA INCIDENTALE	FREQUENZA [ev/y], perdita		DISTANZA [m]		DISTANZA [m]		
			Scenario F2	Scenario D5			
Jet Fire (180 sec.)	2,07*10 ⁻⁰⁴		76,2	64			
			87,9	75,3			
Jet Fire (600 sec.)	3,16*10 ⁻⁰⁶		76,2	64			
			87,9	75,3			
Pool Fire (180 sec.)	2,07*10 ⁻⁰⁴		11,06	12,27			
			16,24	16,37			
Pool Fire (600 sec.)	3,16*10 ⁻⁰⁶		-	-			
Flash Fire (120 sec.)	8,24*10 ⁻⁰⁴		165,3	72,5			
			72,7	45,4			
UVCE (120 sec.)	1,12*10 ⁻⁰⁴		-	-			
Flash Fire (600 sec.)	1,26*10 ⁻⁰⁵		155,8	72,5			
			77,4	45,5			
UVCE (600 sec.)	1,72*10 ⁻⁰⁶		-	-			
EIR 2: Rottura del collettore di alimentazione del GNL ai serbatoi di stoccaggio							
SEQUENZA INCIDENTALE	FREQUENZA [ev/y], rottura 25 mm		DISTANZA [m] Scenario F2	DISTANZA [m] Scenario D5	FREQUENZA [ev/y], rottura 100 mm	DISTANZA [m] Scenario F2	DISTANZA [m] Scenario D5
Jet Fire (120 sec.)	4,81*10 ⁻⁰⁴		-	-	8,16*10 ⁻⁰⁵	182,7	153,16
			47,83	39		214	182,35
Jet Fire (600 sec.)	2,16*10 ⁻⁰⁵		-	-	3,67*10 ⁻⁰⁶	182,7	153,16
			47,83	39		214	182,35
Pool Fire (120 sec.)	4,77*10 ⁻⁰⁴		6,2	7	8,08*10 ⁻⁰⁵	32,18	35,14
			9,14	9,3		47,4	47,88
Pool Fire (600 sec.)	2,14*10 ⁻⁰⁵		6,2	7	3,63*10 ⁻⁰⁶	32,18	35,14
			9,14	9,3		47,4	47,88
Pool Fire (1200 sec.)	5,05*10 ⁻⁰⁶		6,2	7	8,57*10 ⁻⁰⁷	32,18	35,14
			9,14	9,3		47,4	47,88
Flash Fire (120 sec.)	2,16*10 ⁻⁰³		67	29,8	3,66*10 ⁻⁰⁴	194	85
			133,35	49,5		409	146
Flash Fire (600 sec.)	9,70*10 ⁻⁰⁵		67	29,8	1,64*10 ⁻⁰⁵	201	90
			133,35	49,5		408,6	154,4
Flash Fire (1200 sec.)	2,29*10 ⁻⁰⁵		67	29,8	3,88*10 ⁻⁰⁶	204	90
			133,3	49,5		416	155,2
EIR 3: Rottura del collettore di GNL che collega gli stoccaggi al ricondensatore							
SEQUENZA	FREQUENZA		DISTANZA	DISTANZA	FREQUENZA	DISTANZA	DISTANZA

INCIDENTALE	[ev/y], rottura 25 mm		[m] Scenario F2	[m] Scenario D5	[ev/y], rottura 100 mm	[m] Scenario F2	[m] Scenario D5
Jet Fire (180 sec.)	3,12*10 ⁻⁰⁴		-	-	7,35*10 ⁻⁰⁵	263	221,6
			75,6	64		305	264,4
Jet Fire (600 sec.)	1,94*10 ⁻⁰⁵		-	-	4,57*10 ⁻⁰⁶	263	221,6
			75,6	64		305	264,4
Pool Fire (180 sec.)	3,12*10 ⁻⁰⁴		12	13,15	7,35*10 ⁻⁰⁵	45,6	49,5
			17,3	17,5		67,4	68
Pool Fire (600 sec.)	1,94*10 ⁻⁰⁵		12	13,15	4,57*10 ⁻⁰⁶	45,6	49,5
			17,3	17,5		67,4	68
Flash Fire (120 sec.)	1,24*10 ⁻⁰³		169	73,6	2,93*10 ⁻⁰⁴	463	241,6
			84	45,6		227	124,2
UVCE (120 sec.)	1,70*10 ⁻⁰⁴		-	-	3,99*10 ⁻⁰⁵	-	-
			150	78		362	250,6
Flash Fire (600 sec.)	7,72*10 ⁻⁰⁵		173,5	73,6	1,82*10 ⁻⁰⁵	463	232,3
			82,8	45,7		227	134,8
UCVE (600 sec.)	1,05*10 ⁻⁰⁵		-	-	2,48*10 ⁻⁰⁶	-	-
			148,1	78,3		396,8	274,4

EIR 4: Rottura della tubazione di GNL tra le pompe Booster e i vaporizzatori

SEQUENZA INCIDENTALE	FREQUENZA [ev/y], rottura 25 mm	DISTANZA [m] Scenario F2	DISTANZA [m] Scenario D5	FREQUENZA [ev/y], rottura 100 mm	DISTANZA [m] Scenario F2	DISTANZA [m] Scenario D5
Jet Fire (180 sec.)	9,24*10 ⁻⁰⁴	108,65	90	3,97*10 ⁻⁰⁵	393,3	331,8
		128,3	109,8		450,6	390,5
Jet Fire (600 sec.)	4,44*10 ⁻⁰⁵	108,65	90	1,91*10 ⁻⁰⁶	393,3	331,8
		128,3	109,8		450,6	390,5
Flash Fire (120 sec.)	7,56*10 ⁻⁰⁴	300	157	2,69*10 ⁻⁰⁴	1167	551,8
		193	80,7		726	377
UVCE (120 sec.)	1,03*10 ⁻⁰⁴	244	110,6	1,15*10 ⁻⁰⁴	824,8	536,6
		449,2	185,6		1299,6	944,3
Flash Fire (600 sec.)	3,63*10 ⁻⁰⁵	299,7	166	1,29*10 ⁻⁰⁵	1201,2	551,8
		193,8	92,6		750,8	376,8
UVCE (600 sec.)	4,96*10 ⁻⁰⁶	289,2	129,1	5,55*10 ⁻⁰⁶	1103,9	544,5
		532,1	224,8		1970,1	971,4

EIR 5: Rottura del collettore di BOG

SEQUENZA INCIDENTALE	FREQUENZA [ev/y], rottura 25 mm		DISTANZA [m] Scenario F2	DISTANZA [m] Scenario D5	FREQUENZA [ev/y], rottura 100 mm	DISTANZA [m] Scenario F2	DISTANZA [m] Scenario D5
Jet Fire (180 sec.)	2,15*10 ⁻⁰⁴		-	-	4,71*10 ⁻⁰⁵	-	-
			-	-		40,3	32,4
Jet Fire (600 sec.)	5,56*10 ⁻⁰⁷		-	-	1,22*10 ⁻⁰⁷	-	-
			-	-		40,3	32,4

EIR 6A: Rottura della tubazione di GN lungo la linea di "Send Out"

Jet Fire (180 sec.)	1,21*10 ⁻⁰³		50,7	42,6	5,45*10 ⁻⁰⁴	176,2	148,6
			58	50		203	175,4
Jet Fire (600 sec.)	9,29*10 ⁻⁰⁵		50,7	42,6	4,19*10 ⁻⁰⁵	176,2	148,6

sec.)			58	50		203	175,4
Flash Fire (120 sec.)	9,89*10 ⁻⁰⁴		-	-	2,67*10 ⁻⁰⁴	283	304
			-	-		108	101
Flash Fire (600 sec.)	7,60*10 ⁻⁰⁵		-	-	2,05*10 ⁻⁰⁵	283	304
			-	-		108	101
UVCE (120 sec.)	1,35*10 ⁻⁰⁴		-	-	1,14*10 ⁻⁰⁴	-	-
			-	-		165,8	162,8
UVCE (600 sec.)	1,04*10 ⁻⁰⁵		-	-	8,79*10 ⁻⁰⁶	-	-
			-	-		171	167,7

Le valutazioni effettuate dimostrano che lo scenario incidentale più gravoso ritenuto credibile, individuato nell'RDS come EIR 4, ha una estensione non superiore a 1970 metri (si sottolinea come tale valore si riferisca a una dispersione della nube in condizioni atmosferiche F2, ritenute poco rappresentative delle effettive condizioni atmosferiche nella zona in cui è ancorato il terminale); nel caso di condizioni più probabili, D5, i raggi di danno si riducono sensibilmente (il valore è di circa 970 metri).

Si conferma pertanto che l'estensione dell'area di interdizione di raggio pari a 2 miglia nautiche (circa 3.700 metri) sia assolutamente cautelativa.

11. CONCLUSIONI

Le possibili ipotesi incidentali, inclusi anche i rischi di esplosione, relative alla presenza di GNL e gas a bordo del Terminale in oggetto sono state valutate nell'ambito del procedimento autorizzativo sulla sicurezza, da cui è scaturito parere positivo dell'ente competente in materia (il Comitato Tecnico Regionale) con il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità nel novembre 2003 secondo il D.L.vo 17/8/1999, n. 334.

Nel Rapporto di Sicurezza Preliminare sottoposto al CTR per l'autorizzazione alla costruzione dell'impianto (a cui è poi seguito quello definitivo per l'autorizzazione all'entrata in esercizio) sono stati valutati tutti gli eventi incidentali (compresi quelli estremamente remoti) e le possibili conseguenze.

Le simulazioni per le analisi dei potenziali incidenti sono state condotte determinando la tipologia dell'evento e la sua probabilità di accadimento, i potenziali danni per il personale, per l'ambiente, la navigazione e la popolazione a terra.

Il Rapporto di Sicurezza Definitivo ha evidenziato che nessuno degli eventi considerati può coinvolgere persone od infrastrutture al di fuori dell'area di interdizione definita né tantomeno coinvolgere la popolazione o le infrastrutture a terra.

12. ACRONIMI

ALARP	As Low As Reasonably Practicable (più basso ragionevolmente possibile)
BOG	Boil Off Gas (gas di vaporizzazione)
CFD	Computational Fluidodynamic (Analisi Fluidodinamica Computazionale)
ERS	Emergency Release System (sistema di distacco di emergenza)
ESD	Emergency Shut Down (sistema di blocco di emergenza)
CCF	Common Cause Failure (causa comune di guasto)
CVCE	Confined Vapour Cloud Explosion (esplosione in ambiente confinato)
DCS	Distributed Control System (sistema di controllo distribuito)
DNV	Det Norske Veritas
EIR	Evento Iniziatore di Riferimento
ETA	Event Tree Analysis (analisi ad albero degli eventi)
FCS	Fire Control Station (stazione controllo incendio)
FMEA	Failure Mode and Effect Analysis (analisi dei modi di guasto e degli effetti)
FPSO	Floating production, storage and offloading
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
FTA	Fault Tree Analysis (analisi a albero dei guasti)
GN	Gas Naturale
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPSD	General Platform Shut Down (blocco generale della piattaforma)
HAZOP	HAZard and OPerability Analysis (analisi di pericolo e operabilità)
HMI	Human Machine Interface (interfaccia uomo-macchina)
HSE	Health, Safety, Environment (Salute, Sicurezza e Ambiente)
IFV	Intermediate Fluide Vaporizer (vaporizzatore a fluido intermedio)
IGV	Inlet Guide Vane (aletta di regolazione di aspirazione)
LD	Low Duty
LEL	Lower Explosive Limit (limite inferiore di esplosività)
LFL	Lower Flamability Level (limite inferiore di infiammabilità)
LSD	Local Shut Down (blocco locale)
MTTR	Mean Time To Repair (tempo medio di riparazione)
PLEM	Pipe Line End Manifold (collettore finale del gasdotto)
PSD	Process Shut Down (blocco di processo)

PSV	Pressure Safety Valve (valvole di sicurezza)
RINA	(Institute) Registro Italiano Navale
SDV	Shut Down Valve (Valvola di chiusura)
SIL	Safety Integrity Level (livello di integrità del sistema di sicurezza)
SSIS	Sub-Sea Isolation System (sistema di isolamento sottomarina)
SSIV	Sub-Sea Isolation Valve (valvola di isolamento sottomarina)
TSV	Temperature Safety Valve (valvola di espansione termica)
UEL	Upper Explosive Limit (limite superiore di esplosività)
UVCE	Unconfined Vapour Cloud Explosion (esplosione non confinata di una nuvola di gas)
VCE	Vapour Cloud Explosion (esplosione di una nuvola di gas)

13. GLOSSARIO

ALARA	As Low As Reasonably Achievable, intervallo di rischio in cui si consiglia una valutazione della possibilità tecnica ed economica di riduzione del rischio con interventi di tipo progettuale e gestionale.
Albero degli eventi	Tecnica per l'analisi probabilistica delle sequenze incidentali.
Carrier	Nave metaniera.
Conseguenza	Si intende l'effetto in termini fisici di un determinato incidente (es. nel caso di esplosione, le conseguenze sono espresse dal campo di sovrapressioni generatesi in prossimità dell'incidente).
Danno	Rappresenta l'impatto ultimo di un incidente e può essere valutato in termini di decessi, numero di feriti, costo economico per il ripristino di infrastrutture, ecc.
Effetto Domino	Concatenazione di incidente: un primo incidente danneggia un altro sistema o impianto scatenando un nuovo incidente di gravità simile o superiore al primo.
Evento Iniziatore	Evento (guasto, rottura, errore) che scatena il pericolo originando una sequenza incidentale.
Flash Fire	combustione di una nube di vapori infiammabili in quantità limitata e non sufficiente a generare esplosione (lo sviluppo di un flash fire comporta modesti effetti di sovrapressione solitamente tali da non provocare danni a strutture o apparecchiature e irraggiamento intenso ma istantaneo di qualche secondo, quindi tale da non poter instaurare effetti domino).
Frequenza	Numero di accadimenti previsti per un certo evento rispetto ad un periodo di riferimento, in genere l'anno.
HAZOP	HAZard Operability analysis: tecnica qualitativa per l'individuazione dei pericoli causati da deviazioni di processo.
Jet Fire	Rilascio di gas combustibile in pressione, che, innescandosi, realizza un dardo di fuoco.
Pericolo	Situazione di potenziale danno.
Pool Fire	Incendio di pozza.
Rilascio	fuoriuscita rilevante di sostanza pericolosa.

Rischio	Rappresenta una stima della possibilità che si verifichi un evento indesiderato (incidente) e la correla al danno atteso; in altri termini esprime la "distanza" di un sistema dalle condizioni di sicurezza. Il Rischio viene stimato moltiplicando la frequenza di accadimento di un incidente (eventi/anno) per il danno associato (danno/evento); viene pertanto misurato in danni/anno.
Rollover	rapida vaporizzazione di grosse quantità di liquido a seguito di miscelazione di strati a differente densità e temperatura
Sequenza Incidentale	Sequenza di eventi che descrivono la "storia" dell'incidente a partire dall'Evento Iniziatore fino al danno finale.
UVCE	esplosione di una nube o gas infiammabile in luogo aperto o parzialmente confinato