

INDICE

	<u>Pagina</u>
1 INTRODUZIONE	1
2 IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO E DELLE ATTIVITÀ	2
3 STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO PER L'OTTENIMENTO DEL CERTIFICATO PREVENZIONE INCENDI	3
4 SICUREZZA DELL'IMPIANTO	4
4.1 IDENTIFICAZIONE EVENTI ACCIDENTALI	4
4.2 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	4
5 RIEPILOGO EVENTI ACCIDENTALI	6
6 MISURE DI PREVENZIONE INCIDENTI	8
6.1 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI	8
6.1.1 Precauzioni dal Punto di Vista Impiantistico e Operativo	8
6.1.2 Accorgimenti per Prevenire i Rischi Dovuti ad Errori Umani	9
6.1.3 Precauzioni e Coefficienti di Sicurezza Assunti nella Progettazione	10
6.1.4 Fasi di Valutazione della Sicurezza	10
6.2 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE	10
6.3 SISTEMI DI RILEVAMENTO	11
7 CALCOLO LIVELLO DI RISCHIO EVENTI ACCIDENTALI	12

RIFERIMENTI

1 INTRODUZIONE

L'impianto in oggetto rientra nelle attività a rischio di incidente rilevante, art. 8 del D.Lgs 334/99 per la presenza di gas naturale al di sopra delle soglie ivi riportate (Allegato 1, parte I).

La presente relazione illustra i principali contenuti ed i risultati delle analisi condotte nell'ambito della redazione del Rapporto Definitivo di Sicurezza preparato da Terminale GNL Adriatico ai fini dell'ottenimento del Certificato di Prevenzione Incendi (Adriatic LNG, 2005).

La relazione è organizzata come segue:

- identificazione dell'impianto e delle attività (Capitolo 2);
- descrizione dello stato dell'iter autorizzativo per l'ottenimento del certificato prevenzione incendi (Capitolo 3);
- sicurezza dell'impianto (Capitolo 4);
- riepilogo eventi accidentali (Capitolo 5);
- misure di prevenzione incidenti (Capitolo 6);
- calcolo livello di rischio eventi accidentali (Capitolo 7).

2 IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO E DELLE ATTIVITÀ

Il Rapporto di Sicurezza (RdS) si riferisce al progetto del Terminale GNL Adriatico che consiste in:

- un terminale marino di ricevimento, stoccaggio e rigassificazione di GNL;
- una pipeline sottomarina (sealine);
- una pipeline sotterranea che collega il punto di approdo della sealine alla Stazione di Misura di Cavarzere (VE);
- una Stazione di Misura a Cavarzere (VE).

Il Terminale rientra nel campo di applicazione del D. Lgs. 334/99 (come modificato dal D. Lgs. del 21 Settembre 2005), Art. 8, per la presenza di gas naturale in quantità superiori alle soglie indicate nell'Allegato 1, parte I del succitato decreto, come risulta dalla seguente tabella.

Sostanze e/o preparati	Rif. D. Lgs. 334/99	Soglie (t)		Quantità max (t)
		Art. 6	Art. 8	
Gas naturale	All. I, parte 1	50	200	117.000
Prodotti petroliferi: gasolio	All. I, parte 1	2.500	25.000	160

L'attività rientra pertanto tra quelle contemplate dall'Art. 8 del citato D.Lgs. 334/99, per superamento della soglia relativa al gas naturale (classificazione: R12, estremamente infiammabile).

Il codice dell'attività industriale, di cui fa parte l'installazione, con riferimento alla classificazione dell'All. IV alla O.M. della Sanità del 21 Febbraio 1985, è il seguente: CODICE 5.02, corrispondente alla categoria "Produzione e distribuzione di gas".

Nella tabella seguente sono evidenziate le portate di progetto di movimentazione e spedizione a terra di gas naturale del Terminale.

Portata media di spedizione a terra	Portata di NG (gas naturale) (Sm ³ /h)	Movimentazione (GSm ³ /h)	Portata di LNG (gas naturale liquefatto) (m ³ /h)
Minima (25%)	228.310	2	378
Massima (100%)	913.242	8	1.511

3 STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO PER L'OTTENIMENTO DEL CERTIFICATO PREVENZIONE INCENDI

Nel 1999 fu ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità, emesso dal Comando Provinciale dei VVF di Rovigo. Nel 2003, a seguito del progettato potenziamento della capacità di rigassificazione del terminale, il CTR Veneto, a seguito di opportuna istruttoria, rimandava il parere di competenza alla presentazione da parte della Società del Rapporto Definitivo di Sicurezza (RdS).

Il Rapporto di Sicurezza definitivo (RdS) è stato presentato nel Dicembre 2005 e, successivamente, sono state presentate alle autorità alcune integrazioni (Agosto 2006, Dicembre 2006, Luglio 2007), sulla base delle richieste avanzate dal Gruppo di Lavoro istituito dal CTR, riguardanti aspetti di carattere meramente formale (traduzioni), tecnico e normativo. Sempre sulla base di una richiesta del Gruppo di Lavoro, è stato anche effettuato nel Maggio 2007 un sopralluogo presso il cantiere di Algeciras.

Il Terminale rientra inoltre nel campo di applicazione del DM 16 Febbraio 1982 per le seguenti voci:

Voce	Descrizione
4b) Depositi di gas combustibili liquefatti > 2 m ³	No. 2 Serbatoi LNG
64) Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 kW.	- Turbine a gas - Gruppo elettrogeno
15) Depositi di liquidi combustibili per uso industriali	No. 2 serbatoi gasolio
6) Reti di trasporto e di distribuzione gas combustibili	Metanodotto

Il Rapporto di Sicurezza definitivo presentato nel Dicembre 2005 e le successive integrazioni costituiscono anche la documentazione per il rilascio del Certificato di Prevenzione Incendi.

Nel mese di Settembre 2007 verrà consegnata al CTR ulteriore documentazione di dettaglio riguardante principalmente i dispositivi antincendio presenti sul terminale.

4 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

Come descritto nel Rapporto di Sicurezza (RdS), i problemi di sicurezza relativi ai rischi di incidente rilevante riguardanti impianti della tipologia del terminale sono connessi, sostanzialmente, alle caratteristiche di infiammabilità del GNL e quindi a rischi di incendio e di esplosione.

Le tipologie di rischio connesse alle caratteristiche del GNL sono essenzialmente relative ad incendi, quali flash fire, jet fire e pool fire.

Le conseguenze di tali eventi sono riportate in dettaglio ai punti C.1.5 e C.1.6 del RdS.

4.1 IDENTIFICAZIONE EVENTI ACCIDENTALI

L'analisi per la individuazione delle ipotesi incidentali è stata condotta con metodi e criteri in parte previsti dal modello I ed in parte dal modello II del 2 dell'Allegato 1 al DPCM del 31 Marzo 1989. Oltre alla metodologia ad indici richiesta dal sopra citato DPCM sono state applicate le seguenti tecniche analitiche:

- analisi storica;
- analisi di Operabilità (HazOp);
- albero di guasto e, dove non superfluo, albero degli eventi.

Tra gli scenari incidentali individuati, sono stati esclusi dalla analisi quelli ritenuti non credibili, ovvero quelli caratterizzati da una frequenza di accadimento uguale o inferiore a $1 \cdot E-06$ eventi/anno.

4.2 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

Nel Rapporto di Sicurezza (RdS) i calcoli delle conseguenze degli eventi accidentali sono stati condotti considerando le seguenti condizioni meteorologiche rappresentative del sito:

- D5: velocità del vento pari a 5 m/s e Categoria di stabilità neutra (classe D);
- F2: velocità del vento pari a 2 m/s e Categoria di stabilità stabile (classe F).

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

Soglie di Danno a Persone e Strutture		Livello di Danno				
		Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti Domino
Scenario Incidentale	Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12,5 kW/m ²
	Flash-Fire ⁽¹⁾ (radiazione termica istantanea)	LFL(2)	1/2 LFL	-	-	-

Note

- (1) Flash-fire = Incendio di vapori infiammabili
 (2) LFL = Limite inferiore di infiammabilità

In aggiunta ai valori soglia sopra riportati si è analizzato anche il raggiungimento del valore di irraggiamento di 37,5 kW/m². In corrispondenza di tale valore si assume che si abbia probabilità di effetto domino pari al 100%.

5 RIEPILOGO EVENTI ACCIDENTALI

Nelle tabelle riassuntive presentate di seguito sono indicati, per tutti gli scenari incidentali credibili analizzati, le frequenze di accadimento e le principali caratteristiche degli eventi incidentali iniziatori (rilasci).

EVENTI INCIDENTALI DA DISPERSIONE DI GNL (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
1	Fuoriuscita di GNL da braccio di scarico	$4,62 \cdot 10^{-3}$
2	Fuoriuscita di GNL dal collettore su piattaforma	$4,12 \cdot 10^{-6}$
3	Fuoriuscita di GNL da linea di scarico su nave metaniera	$3,75 \cdot 10^{-6}$

EVENTI INCIDENTALI DA STOCCAGGIO DI GNL (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
4	Fuoriuscita di GNL da pompa immersa (bassa pressione) lato mandata	$2,46 \cdot 10^{-5}$
5	Perdita di contenimento dal serbatoio sottomarino	10^{-8}
6	Danneggiamento dei serbatoi di stoccaggio a causa di shock termico (start-up)	$6,22 \cdot 10^{-10}$
7	Danneggiamento dei serbatoi di stoccaggio a causa di alto livello	$3,68 \cdot 10^{-12}$
8	Danneggiamento dei serbatoi di stoccaggio a causa di bassa pressione	$1,43 \cdot 10^{-9}$
9	Danneggiamento dei serbatoi di stoccaggio a causa di alta pressione	$5,38 \cdot 10^{-11}$
10	Danneggiamento dei serbatoi di stoccaggio a causa del roll-over	$5,09 \cdot 10^{-8}$
11	Incendio/esplosione all'interno dei serbatoi di stoccaggio	$6,7 \cdot 10^{-12}$

EVENTI INCIDENTALI DA COMPRESIONE DEL BOIL OFF GAS (BOG) (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
12	Fuoriuscita di Gas Naturale da compressore di BOG lato mandata	$2,13 \cdot 10^{-5}$
13	Esplosione nel separatore di condensa o nel lato aspirazione del compressore di BOG	$5,65 \cdot 10^{-11}$
14	Danneggiamento/rottura del compressore BOG dovuto ad alta pressione/alta temperatura	$2,87 \cdot 10^{-5}$

EVENTI INCIDENTALI DA RICONDENSAZIONE (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
15	Fuoriuscita di GNL dalla linea di ricondensazione	$4,26 \cdot 10^{-6}$
16	Danni al ricondensatore dovuti ad alta pressione	$7,26 \cdot 10^{-9}$
17	Esplosione nel condensatore	$1,53 \cdot 10^{-8}$

EVENTI INCIDENTALI DA POMPE AD ALTA PRESSIONE (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
18	Fuoriuscita di GNL dalle pompe ad alta pressione lato mandata (ai vaporizzatori)	$1,07 \cdot 10^{-5}$

EVENTI INCIDENTALI DA SCAMBIATORI ORV/WHR (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
19	Danneggiamento dei tubi dello scambiatore ORV dovuto ad alta pressione	$9,44 \cdot 10^{-8}$
20	Danneggiamento dei tubi dello scambiatore WHR dovuto ad alta pressione	$9,44 \cdot 10^{-8}$
21	Danneggiamento dello scambiatore WHR dovuto a shock termico (start-up)	$1,38 \cdot 10^{-7}$

EVENTI INCIDENTALI DA CIRCUITI DELLA TORCIA A BASSA/ALTA PRESSIONE (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
22	Incendio/esplosione nel collettore a bassa pressione della torcia o nel separatore di condensa (flashback)	$3,35 \cdot 10^{-8}$
23	Incendio/esplosione nel collettore ad alta pressione della torcia (flashback)	$1,6 \cdot 10^{-9}$
24	Incendio/esplosione per l'invio di liquido alla torcia a bassa pressione	$4,66 \cdot 10^{-10}$
25	Emissione di Gas Naturale dalla torcia a bassa pressione	$3,31 \cdot 10^{-8}$
26	Emissione di Gas Naturale dalla torcia ad alta pressione	$3,31 \cdot 10^{-8}$
27	Apertura PSV e irradiazione dalla torcia ⁽¹⁾	$2 \cdot 10^{-3}$

Nota:

1) Non è un top-event, ma per completezza è stato effettuato il calcolo delle conseguenze

EVENTI INCIDENTALI DA PIPELINE (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
28	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla linea di connessione alla condotta	$3,41 \cdot 10^{-5}$
29	Superamento della pressione di progetto della pipeline	$2,82 \cdot 10^{-11}$
30	Superamento della temperatura di progetto della pipeline	$3,88 \cdot 10^{-8}$
31	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla condotta sottomarina	$5,84 \cdot 10^{-6}$

EVENTI INCIDENTALI DA GAS DI ALIMENTO (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
32	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla linea del gas di alimento	$4,91 \cdot 10^{-5}$
33	Rilascio di olio Diesel dovuto alla rottura della condotta	$1,64 \cdot 10^{-4}$

EVENTI INCIDENTALI DA SCENARI ADDIZIONALI (RICHIESTI DAL CTR) – TUBAZIONE (TOP EVENTS)		
EVENTO		Frequenza di accadimento (ev/anno)
1.a	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN40 (alta pressione)	$8,15 \cdot 10^{-5}$
1.b	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN150 (alta pressione)	$2,89 \cdot 10^{-4}$
2.a	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN40 (bassa pressione)	$4,07 \cdot 10^{-5}$
2.b	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN150 (bassa pressione)	$3,95 \cdot 10^{-4}$
3.a	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN25 (alta pressione)	$1,45 \cdot 10^{-4}$
3.b	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN150 (alta pressione)	$1,04 \cdot 10^{-4}$
4.a	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN40 (bassa pressione)	$8,46 \cdot 10^{-6}$
4.b	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN150 (bassa pressione)	$9,16 \cdot 10^{-5}$

6 MISURE DI PREVENZIONE INCIDENTI

All'interno del Rapporto di Sicurezza sono analizzate nel dettaglio tutte le misure di prevenzione incidenti adottate sia a livello costruttivo che a livello gestionale. Di seguito di riporta una sintesi delle valutazioni contenute nel RdS.

6.1 PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

6.1.1 Precauzioni dal Punto di Vista Impiantistico e Operativo

6.1.1.1 Precauzioni dal Punto di Vista Impiantistico

Le precauzioni adottate dal punto di vista impiantistico sono:

- protezione integrale dei serbatoi mediante doppia parete in calcestruzzo; separata da compartimento riempito di sabbia o acqua intorno al serbatoio in acciaio, con flussaggio dell'intercapedine tra involucro in acciaio e prima parete in calcestruzzo e flussaggio in continuo con controllo dell'eventuale presenza di gas trafilato;
- protezione dei serbatoi da un eventuale spandimento di GNL mediante ponte d'acciaio e piattaforme cordolate per l'allontanamento sicuro di eventuali perdite;
- tubazioni realizzate con il minor numero possibile di accoppiamenti flangiati e con applicazione di vernici protettive e rivestimenti adatti per l'ambiente marino;
- ispezioni "preservizio" consistenti in controlli magnetoscopici e rilievo degli spessori da effettuarsi sulla base di una mappatura che consente il ripetersi puntuale dei medesimi controlli ed il rilievo di eventuali difetti o diminuzione di spessore;
- giunti a disinnesto rapido con intercetto automatico sui bracci di travaso per lo scarico da navi metaniere;
- valvole a chiusura rapida (ESD) del tipo fire proofing e fail safe ad azionamento automatico ed a distanza sulle linee in uscita dai serbatoi e sui terminali dei punti di travaso, allo scopo di garantire il sezionamento delle varie apparecchiature contenenti sostanze pericolose; l'azionamento è automatico, comandato da pressostati di minima, in linea con fermata pompe oppure su segnale degli analizzatori/rilevatori di gas, o mediante comando a distanza (da sala quadri e/o da pulsanti in zona protetta);
- sistemi di controllo dell'atmosfera (gas detectors) e rivelatori d'incendio collegati a logica di blocco ed allarme;
- intercettazione anche manuale mediante pannelli di controllo locali;
- sistemi di allarme e blocco computerizzato (PLC/DCS), connessi sia ad elementi di rilevazione dei parametri di processo (pressione, temperatura, livello), sia ai gas detectors e rivelatori di fiamma, con logiche di blocco automatico per il sezionamento rapido e l'attivazione degli impianti di irrorazione in situazioni di emergenza;
- ripetizione di allarmi indipendente dal sistema computerizzato su apposito quadro in sala controllo;

- gruppo elettrogeno diesel di emergenza per assicurare l'alimentazione dell'energia elettrica;
- sistemi fissi a schiuma a alta e bassa espansione nelle aree dove è ipotizzabile lo sversamento di LNG;
- sistemi fissi di irrorazione del tipo a diluvio per la protezione o l'isolamento di circuiti e macchine critiche (sia nei confronti di eventuali incendi in parti vicine, sia per confinare eventuali perdite favorendone la diluizione);
- sea line realizzata in trincea con ricoprimento naturale e protetta da gunite (50 mm min), in modo da evitare danni anche in caso di incidente marittimo, affondamenti o caduta di oggetti ed ancore;
- scelta del lay out e localizzazione delle varie zone in modo da separare quanto possibile l'area di alloggio e presenza del personale da quella operativa.

6.1.1.2 Precauzioni dal Punto di Vista Operativo

Le precauzioni adottate dal punto di vista operativo sono:

- istituzione e/o adeguamento di disposizioni di esercizio, manutenzione e controllo (Controllo Operativo – S.G.S.); in particolare verranno effettuati:
 - controlli periodici di macchine ed apparecchi contenenti sostanze pericolose, con istituzione di un registro delle consegne nel quale saranno annotate eventuali osservazioni di anomalie o problemi rilevati,
 - ispezioni e verifiche programmate su organi di sicurezza e dotazioni di esercizio (valvole, attuatori, ecc.), con registrazione di eventuali guasti;
 - redazione ed adozione di procedure di esercizio, di bonifica e/o interventi per manutenzione, allo scopo di definire univocamente parametri, caratteristiche e modalità di intervento degli operatori;
 - attuazione di regolamento di sicurezza e procedure di controllo dell'accesso per i mezzi in visita.
- presidio in continuo del personale addetto all'esercizio degli impianti ed allo scarico delle navi
- sala controllo continuamente presidiata
- Sarà adottato un Sistema di Gestione della Sicurezza conformemente alle prescrizioni del DM del 9 Agosto 2000.

6.1.2 **Accorgimenti per Prevenire i Rischi Dovuti ad Errori Umani**

Al fine di prevenire i rischi di errore umano, sono adottate misure di prevenzione che si basano essenzialmente su controlli incrociati eseguiti da più persone che sorvegliano il regolare funzionamento del Terminale.

Saranno predisposte procedure da osservare rigorosamente nell'esecuzione delle varie operazioni. Tali procedure conterranno anche la descrizione delle attività, degli impianti e le schede di sicurezza delle sostanze, al fine di fornire a tutto il personale le necessarie informazioni su:

- rischi specifici derivanti dall'attività;
- comportamento da osservare nelle normali operazioni;
- regolamento interno di sicurezza e piano per gli interventi di emergenza;
- cautele da osservare per ovviare a perdite di gas, incendi e scoppi e per intervenire efficacemente in caso di emergenza.
- Sono previsti periodicamente seminari ed incontri di informazione e sensibilizzazione del personale, con particolare riguardo alle avvertenze da attuare nelle normali operazioni ed alle procedure di emergenza.

6.1.3 Precauzioni e Coefficienti di Sicurezza Assunti nella Progettazione

Nel Rapporto di Sicurezza sono elencati e trattati i seguenti parametri, utilizzati per il dimensionamento e la progettazione delle strutture ed apparecchiature

- onde di progetto;
- velocità del vento;
- correnti;
- sismicità;
- fulmini.

6.1.4 Fasi di Valutazione della Sicurezza

La sicurezza degli impianti è stata considerata nelle diverse condizioni operative, in particolare nelle fasi di:

- esercizio normale;
- condizioni anomale e di emergenza;
- avviamento;
- fermata.

6.2 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE

All'interno del Rapporto di Sicurezza sono stati analizzati i seguenti aspetti progettuali:

- norme e/o criteri utilizzati per la progettazione;
- norme e criteri di progetto per i sistemi di scarico della pressione;

- scarichi funzionali di prodotti tossici e/o infiammabili;
- controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza e dei sistemi di blocco;
- norme e criteri utilizzati per il progetto dei recipienti, dei serbatoi e delle tubazioni;
- criteri di protezione dei contenitori delle sostanze pericolose dalla possibile azione di sostanze corrosive;
- posizione dei contenitori delle sostanze corrosive;
- elementi per la determinazione dei sovrappessori e frequenza di controlli ed ispezioni;
- organizzazione e procedure di sicurezza e controllo qualità;
- sistemi di blocco di sicurezza. Criteri per la determinazione delle frequenze di prova;
- provvedimenti adottati nei luoghi chiusi per evitare la formazione e la persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e di sostanze pericolose;
- ventilazione di aree interne ai fabbricati;
- precauzioni assunte per evitare che i serbatoi e le condotte di trasferimento possano essere danneggiati a seguito di collisione.

6.3 SISTEMI DI RILEVAMENTO

Nel terminale sono presenti:

- rilevatori per il controllo dell'atmosfera (gas detectors);
- rilevatori di "freddo" (bassa temperatura dovuta a rilascio GNL);
- rilevatori di fiamma e d'incendio.

7 CALCOLO LIVELLO DI RISCHIO EVENTI ACCIDENTALI

Al fine di verificare l'accettabilità del criterio di prevenzione degli incidenti e limitazione delle conseguenze, ad ogni possibile evento accidentale individuato all'interno del Rapporto di Sicurezza è stato associato un relativo livello di rischio determinato come il prodotto fra:

- probabilità di accadimento dell'evento accidentale (Tabella 1);
- gravità delle possibili conseguenze (Tabella 2).

Tabella 1 – Frequenza di Accadimento Evento Incidentale		
Punteggio	Categoria	Intervallo
1	Estremamente improbabile	L'incidente avviene meno di 1 volta ogni milione d'anni
2	Molto improbabile	L'incidente avviene tra 1 volta ogni milione d'anni e 1 volta ogni 10,000 anni
3	Improbabile	L'incidente avviene tra 1 volta ogni 10,000 anni e 1 volta ogni 100 anni
4	Occasionale	L'incidente avviene tra 1 volta ogni 100 anni e 1 volta ogni 10 anni
5	Poco probabile	L'incidente avviene tra 1 volta ogni 10 anni e 1 volta all'anno
6	Probabile	L'incidente avviene almeno 1 volta all'anno

Tabella 2 – Danno Evento Incidentale			
Punteggio	Categoria	Descrizione	Corrispondenza risultanze Rapporto di Sicurezza
1	Minore	Fastidi rilevati solo all'interno del sito. Nessuna protesta pubblica.	Conseguenze Interne
2	Rilevabile	Rilevabile sensazione di fastidio all'esterno. Una o due proteste pubbliche.	Conseguenze Interne, Scenari Incidentali Significativi
3	Significante	Significative sensazioni di fastidio. Numerose proteste pubbliche.	Conseguenze Esterne, Lesioni Reversibili
4	Grave	Necessità di trattamenti ospedalieri. Allarme pubblico e attivazione piano emergenza. Rilascio di sostanze pericolose in acqua.	Conseguenze Esterne, Lesioni Irreversibili
5	Esteso	Evacuazione della popolazione. Seri effetti tossici sulle specie viventi. Ampii ma non persistenti danni nell'intorno.	Conseguenze Esterne, Inizio Letalità
6	Catastrofico	Rilascio esteso e serie conseguenze esterne. Chiusura del sito. Serio livello di contaminazione degli ecosistemi	Conseguenze Esterne, Elevata Letalità

Gli scenari credibili sono stati suddivisi a seconda che il danno associato agli eventi interessi:

- la zona di raggio pari a 2 km centrata nel baricentro nel Terminale, definita come zona di sicurezza dall'International Marine Organization (IMO), per la quale le conseguenze sono considerate interne;

- le aree esterne alla zona descritta sopra, per le quali le conseguenze sono considerate esterne.

Relativamente al punteggio di danno degli eventi incidentali, si evidenzia che a tutti gli eventi interni, oltre a 1, è stato assegnato, come misura cautelativa, il punteggio 2.

Nella tabella seguente si riporta la numerazione delle tabelle riassuntive degli eventi accidentali valutati per i diversi gruppi di eventi.

TABELLE RIASSUNTIVE EVENTI ACCIDENTALI	
Eventi	Numerazione
Disperisione di GNL	Tabella 1
Stoccaggio di GNL	Tabella 2
Compressione del Boil Off Gas (BOG)	Tabella 3
Ricondensazione	Tabella 4
Pompe ad alta pressione	Tabella 5
Scambiatori ORV/WHR	Tabella 6
Circuiti della torcia ad alta/bassa pressione	Tabella 7
Pipeline	Tabella 8
Gas di alimento	Tabella 9
Eventi addizionali richiesti dal CTR	Tabella 10

Tabella 1
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – DISPERSIONE DI GNL

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
1	Fuoriuscita di GNL da braccio di scarico	D5	Flash Fire	4,62·10 ⁻⁴	8s – 30s	3,8t						283	408	INT	3	1	3	2	6
		F2										227	333						
2	Fuoriuscita di GNL dal collettore su piattaforma	D5	Flash Fire	6,19·10 ⁻⁷	30s	9,5t						300	430	INT	1	1	1	2	2
		F2										235	355						
3	Fuoriuscita di GNL da linea di scarico su nave metaniera	D5	Flash Fire	5,62·10 ⁻⁷	30s	10,23t						192	290	INT	1	1	1	2	2
		F2										152	235						

 Tabella 2
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – STOCCAGGIO DI GNL

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
4	Fuoriuscita di GNL da pompa immersa (bassa pressione) lato mandata	D5	Flash Fire	2,46·10 ⁻⁶	30s	1,12t						82	125	INT	2	1	2	2	4
		F2										62	97						

 Tabella 3
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – COMPRESSIONE DEL BOIL OFF GAS (BOG)

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
12 ⁽¹⁾	Fuoriuscita di Gas Naturale da compressore di BOG lato mandata	D5	Jet Fire	4,27·10 ⁻⁶	-	Flusso = 1,4 kg/s	14	10	8	5,5	a.f. ⁽²⁾			INT	2	1	2	2	4
		F2					14	10	7,5	3,5	a.f. ⁽²⁾								

Nota:

- 1) I danni causati dall'evento 14 sono inclusi nell'evento 12
-
- 2) Adiacente alla fiamma

Tabella 4
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – RICONDENSAZIONE

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
15	Fuoriuscita di GNL dalla linea di ricondensazione	D5	Flash Fire	4,27·10 ⁻⁷	<2 min	4,65t						144	215	INT	1	1	1	2	2
			Pool Fire				55	38	28	17	a.f. ⁽¹⁾								
		F2	Flash Fire									120	170						
			Pool Fire				50	35	27	16	2,5								

Nota:

1) Adiacente alla fiamma

 Tabella 5
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – POMPE AD ALTA PRESSIONE

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
18	Fuoriuscita di GNL dalle pompe ad alta pressione lato mandata (ai vaporizzatori)	D5	Flash Fire	1,07·10 ⁻⁶	30s	1,98t						230	330	INT	2	1	2	2	4
		F2					181	264											

 Tabella 6
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – SCAMBIATORI ORV/WHR

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
19/20 ⁽¹⁾	Danneggiamento dei tubi degli scambiatori ORV/WHR dovuto ad alta pressione	D5	Flash Fire	9,44·10 ⁻⁹	5min	Flusso = 10 kg/s						36	60	INT	1	1	1	2	2
		F2					47	85											

Nota:

1) Scenario addizionale richiesto dal CTR

Tabella 7
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – CIRCUITI DELLA TORCIA A BASSA/ALTA PRESSIONE

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
25 ⁽¹⁾	Emissione di Gas Naturale dalla torcia a bassa pressione	D5	Flash Fire	3,31·10 ⁻⁸	5 - 15min	Flusso = 36 kg/s						60 (quota 87m al di sopra del livello del tetto del GBS)	105 (quota 94m al di sopra del livello del tetto del GBS)	INT	1	1	1	2	2
		F2					40 (quota 97m al di sopra del livello del tetto del GBS)	75 (quota 108m al di sopra del livello del tetto del GBS)											
26 ⁽¹⁾	Emissione di Gas Naturale dalla torcia ad alta pressione	D5	Flash Fire	3,31·10 ⁻⁸	5 - 15min	Flusso = 52,4 kg/s						35 (quota 86m al di sopra del livello del tetto del GBS)	80 (quota 93m al di sopra del livello del tetto del GBS)	INT	1	1	1	2	2
		F2					25 (quota 96m al di sopra del livello del tetto del GBS)	60 (quota 107m al di sopra del livello del tetto del GBS)											
27	Apertura PSV e irradiazione dalla torcia	D5	Jet Fire	2,10·10 ⁻³	-	Flusso = 42,8 kg/s - 52,8 kg/s	Radiazione < 5 kW/m ²							INT	3	1	3	2	6
		F2																	

Nota:

1) Scenario aggiuntivo richiesto dal CTR

Tabella 8
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – PIPELINE

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
28	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla linea di connessione alla condotta	D5	Jet Fire	6,82·10 ⁻⁶	5min	Flusso = 174,3 kg/s	122	98	85	62	26			INT	2	1	2	2	4
		F2					132	100	82	55	a.f. ⁽¹⁾								
31A ⁽²⁾	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla condotta sottomarina, rottura al km 0 (in prossimità del Terminale, profondità 29 m)	D5	Flash Fire	2,92·10 ⁻⁷	10min	Flusso = 10,19 kg/s						18	50	INT	1	1	1	2	2
		F2										15	32						
31B ⁽²⁾	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla condotta sottomarina, rottura al km 8,5 (metà percorso, profondità 25 m)	D5	Flash Fire	2,92·10 ⁻⁷	10min	Flusso = 9,99 kg/s						25	55	EST	1	6	6		
		F2										18	35						
31C ⁽²⁾	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla condotta sottomarina, rottura al km 11,7 (in prossimità della costa, profondità 15 m)	D5	Flash Fire	2,92·10 ⁻⁷	10min	Flusso = 10,04 kg/s						27	70	EST	1	6	6		
		F2										20	48						

Nota:

- 1) Adiacente alla fiamma
- 2) Lo scenario 31 è stato suddiviso nei 3 sotto-scenari 31A, 31B e 31C. Dopo il punto indicato nello scenario 31C (11,7 km dal terminale) la rottura della condotta non è più considerata credibile. L'apertura equivalente è stata stimata pari al 5% del diametro della condotta

Tabella 9
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – GAS DI ALIMENTO

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
32	Fuoriuscita di Gas Naturale dalla linea del gas di alimento	D5	Jet Fire	9,82·10 ⁻⁶	5min	Flusso = 3,1 kg/s	18	14	13	8,5	2			INT	2	1	2	2	4
		F2					18	14	12	7	a.f. ⁽¹⁾								
33	Rilascio di olio Diesel dovuto alla rottura della condotta	D5	Pool Fire	8,19·10 ⁻⁶	5min	Flusso = 3,8 kg/s - 1,14t	22	15	13	7,5	a.f. ⁽¹⁾			INT	2	1	2	2	4
		F2					20	14	12	6,5	a.f. ⁽¹⁾								

Nota:

1) Adiacente alla fiamma

 Tabella 10
 TABELLA RIASSUNTIVA SCENARI INCIDENTALI EFFETTIVI – EVENTI ADDIZIONALI RICHIESTI DAL CTR

ID Evento	Descrizione Evento	Cond. Meteo	Scenario	Freq. Scenario (ev/anno)	Tempo di Intervento	Quantità di Gas Naturale Rilasciato	Distanze in Metri ai Livelli di Irraggiamento					Concentrazioni Infiammabili		Interno /Esterno	Punteggio Frequenza	Punteggio Conseguenze	Prodotto	Punteggio Conseguenze	Prodotto
							3 (kW/m ²)	5 (kW/m ²)	7 (kW/m ²)	12,5 (kW/m ²)	37,5 (kW/m ²)	LFL (m)	1/2LFL (m)						
1.a	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN40 (alta pressione)	D5	Flash Fire	8,15·10 ⁻⁶	5min	Flusso = 1,2 kg/s – 0,36t						10	16	INT	2	1	2	2	4
		F2										12	20						
1.b	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN150 (alta pressione)	D5	Flash Fire	1,46·10 ⁻⁵	30s	1,23t						120	175	INT	2	1	2	2	4
		F2										83	130						
2.a	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN40 (bassa pressione)	D5	Flash Fire	4,07·10 ⁻⁶	5min	Flusso = 0,15 kg/s – 0,045t						3	5	INT	2	1	2	2	4
		F2										3	5						
2.b	Fuoriuscita di GNL dal tubo DN150 (bassa pressione)	D5	Flash Fire	1,98·10 ⁻⁵	30s	0,7t						90	137	INT	2	1	2	2	4
		F2										65	102						
3.a	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN25 (alta pressione)	D5	Jet Fire	1,45·10 ⁻⁶	5 – 15min	Flusso = 0,71 kg/s	4,5	3,8	3,5	2,5	a.f. ⁽¹⁾			INT	2	1	2	2	4
		F2					4,5	3,5	2,5	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾								
3.b	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN150 (alta pressione)	D5	Jet Fire	1,04·10 ⁻⁶	5 – 15min	Flusso = 6,1 kg/s	25	18	16	13	4,5			INT	2	1	2	2	4
		F2					26	18	16	10	a.f. ⁽¹⁾								
4.a	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN40 (bassa pressione)	D5	Jet Fire	8,46·10 ⁻⁸	5 – 15min	Flusso = 0,05 kg/s	3	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾			INT	1	1	1	2	2
		F2					3	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾	a.f. ⁽¹⁾								
4.b	Fuoriuscita di Gas Naturale dal tubo DN150 (bassa pressione)	D5	Jet Fire	9,16·10 ⁻⁷	5 – 15min	Flusso = 0,6 kg/s	8,5	6,5	5,5	4	a.f. ⁽¹⁾			INT	1	1	1	2	2
		F2					9	6,5	5,5	3	a.f. ⁽¹⁾								

Nota:

1) Adiacente alla fiamma

RIFERIMENTI

Adriatic LNG, 2005, “Rapporto di Sicurezza Definitivo”, Dicembre 2005.