



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI IMPIANTI E PRINCIPI DI INGEGNERIA CHIMICA “I. Sorgato”

**TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA CHIMICA E DEI PROCESSI INDUSTRIALI**

**ANALISI DEL RISCHIO NEI TERMINALI DI
RIGASSIFICAZIONE OFFSHORE**

Relatore: Prof. Giuseppe Maschio

Correlatore: Ing. Giovanni Uguccioni

Ing. Chiara Vianello

Laureanda: GRETA MUNARI

ANNO ACCADEMICO 2010–2011

Riassunto

L'obiettivo della tesi è quello di sottoporre ad Analisi del rischio un Terminale di rigassificazione *Offshore*, valutando in modo attento i benefici e gli eventuali rischi derivanti dall'impiego di questi impianti.

Per lo svolgimento di tale studio i dati progettuali e processuali del Terminale sono stati forniti dalla società "D'APPOLONIA".

Per effettuare la valutazione delle conseguenze di un ipotetico evento incidentale è stato utilizzato il programma di simulazione PHAST.

I risultati ottenuti mostrano che i danni derivanti da un ipotetico evento incidentale sono di grave entità, ma che le frequenze con la quale questi possono verificarsi sono estremamente basse (1 evento ogni 100 milioni di anni).

Le simulazioni state condotte escludendo la presenza della nave metaniera che fornisce il GNL al Terminale. Utilizzando il codice di calcolo CFD (*Computational Fluid Dynamic*) potrebbe essere studiata anche tale situazione.

Il lavoro di tesi è stato svolto nell'ambito del Progetto Europeo SETTIMO PROGRAMMA QUADRO "iNTeg – Risk" CP – IP – 213345 – 2.

Indice

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 – Aspetti economici e politici legati all’utilizzo del Gas	
Naturale Liquefatto	3
1.1. IL MERCATO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO.....	3
1.2. NORMATIVA PER I TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE.....	5
1.3. LA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO IN ITALIA.....	11
1.4. PROBLEMATICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEI RIGASSIFICATORI.....	16
CAPITOLO 2 – Il Gas Naturale Liquefatto e i rigassificatori	19
1.1. PROPRIETA’ CHIMICO – FISICHE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO.....	19
1.2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO.....	21
2.3. GLI IMPIANTI DI RIGASSIFICAZIONE.....	23
2.3.1. Tipologie di impianti di rigassificazione.....	23
2.3.2. Tipologie di serbatoi per il trasporto e lo stoccaggio del Gas Naturale Liquefatto	27
CAPITOLO 3 – Analisi del rischio per un terminale di rigassificazione	
Off Shore	33
3.1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA.....	34
3.1.1. Unità di stoccaggio e rigassificazione.....	35
3.1.1.1. Sistema di processo – L’unità di rigassificazione.....	37
3.1.1.2. Sistema di ancoraggio dell’installazione galleggiante alla torretta.....	41
3.1.1.3. Sistema d’attracco fra la nave FSRU e la nave metaniera...	42
3.1.1.4. Sistema di scarico del GNL dalla metaniera alla nave FSRU.....	42
3.1.1.5. Sistema di stoccaggio.....	43
3.1.1.6. Utilities.....	44
3.1.1.7. Dispositivi di blocco e allarme.....	47
3.1.1.8. Sistemi di sicurezza e protezione.....	50
3.1.1.9. Impianti di trattamento, smaltimento ed abbattimento.....	55
3.1.2. Torretta, <i>risers</i> e PLEM.....	56
3.1.3. Gasdotto sottomarino e punto di connessione.....	57
3.1.4. Sostanze utilizzate, prodotte e movimentate.....	58

3.1.5. Dati meteorologici, meteomarini e ceraunici.....	59
3.2. IDENTIFICAZIONE DEL RISCHIO.....	60
3.2.1. Definizione scenario incidentale – <i>TOP EVENT</i>	72
3.2.1.1. Scenari incidentali legati al terminale FSRU.....	73
3.2.1.2. Rischi connessi alle interazioni con altre infrastrutture.....	78
3.2.1.3. Rischi connessi a eventuali sabotaggi.....	80
3.2.1.4. Rischi connessi a possibili cause naturali.....	81
3.2.2. Valutazione delle frequenze di accadimento.....	86
3.2.3. Valutazione delle conseguenze – PHAST.....	87
3.2.3.1. Condizioni meteorologiche.....	88
3.2.3.2. Soglie di danno di riferimento a persone o strutture.....	89
3.2.3.3. Effetto domino.....	90
3.2.3.4. Durata dei rilasci.....	90
3.2.3.5. Identificazione degli scenari – Probabilità di innesco.....	91
3.2.3.6. Calcolo delle conseguenze – Simulazione con PHAST.....	94
3.2.4. Determinazione del Rischio Integrato d’area.....	103
CONCLUSIONI	109
ALLEGATO I	113
ALLEGATO II	123
ALLEGATO III	135
ALLEGATO IV	141
NOMENCLATURA	225
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	229

Introduzione

L'utilizzo del gas naturale è in forte crescita a livello mondiale a causa dell'interessante prezzo di mercato e delle caratteristiche energetiche ed ecologiche di tale combustibile. La sua combustione produce soprattutto vapore acqueo e anidride carbonica in quantità limitata (molto inferiore rispetto a petrolio e carbone), senza praticamente alcun altro residuo.

Il vantaggio del processo di rigassificazione è la diversificazione delle importazioni e quindi la competitività legata al prezzo di acquisto del gas naturale. Questo processo è un'alternativa economica ai gasdotti (o metanodotti) che, al contrario dei rigassificatori, legano in modo rigido e monopolistico il paese importatore al paese esportatore del gas e ai paesi sui quali transita il gasdotto.

Nel nostro Paese infatti esiste il grave problema della dipendenza degli approvvigionamenti di gas da Paesi come Russia (40% delle importazioni), Algeria (48% delle importazioni) e Paesi Bassi (12% delle importazioni). Una dipendenza che si cerca di risolvere per evitare che crisi internazionali, coinvolgenti tali paesi, possano compromettere le forniture.

Inoltre le riserve di gas in Italia sono limitate e i principali giacimenti di gas operativi presenti nel Mar Adriatico e nel Mar Ionio sono in rapido esaurimento.

Considerando tale scenario la realizzazione di terminali di rigassificazione risulta importante dal punto di vista energetico, ma queste nuove infrastrutture pongono il problema dell'accettabilità dei rischi ad esse connessi.

Il tema della sicurezza di questi impianti va affrontato attraverso la valutazione attenta e ponderata dei rischi collegati e una corretta comunicazione alla popolazione.

Il fatto che esista una soglia di pericolosità, non significa che non vi sia comunque sicurezza.

L'obiettivo della tesi è dunque quello di sottoporre ad analisi del rischio un Terminale di rigassificazione *Offshore*, valutando in modo puntuale i benefici e gli eventuali rischi derivanti dall'impiego di questi impianti.

Tale lavoro è stato svolto con la collaborazione della società "D'APPOLONIA", la quale ha fornito le informazioni progettuali e processuali relative all'unità di stoccaggio e rigassificazione galleggiante (*Floating Storage and Regasification Unit – FSRU*).

Nel primo capitolo vengono considerati gli aspetti economici e politici legati all'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto. Dopo una breve panoramica sull'andamento del mercato del GNL viene riportata la parte di normativa cui sono soggetti i Terminali di rigassificazione in Italia e viene fatta una breve descrizione della rete di distribuzione

gas nazionale. Infine vengono affrontate alcune problematiche inerenti l'utilizzo del GNL e ai rigassificatori.

Nel secondo capitolo vengono riportate le principali caratteristiche chimico – fisiche del *Gas Naturale* e del *Gas Naturale Liquefatto*. In seguito viene descritta la filiera operativa del GNL e quali sono le diverse tipologie di rigassificatori attualmente utilizzate. Infine vengono riportate le tecnologie che vengono adottate per lo stoccaggio del GNL.

Per concludere nel terzo capitolo viene riportata la parte sperimentale con i risultati ottenuti sottoponendo ad analisi del rischio il Terminale di rigassificazione secondo la procedura che prevede tre fasi fondamentali:

1. Descrizione del sistema;
2. Identificazione del rischio: stima delle frequenze di accadimento, stima delle conseguenze e determinazione del rischio;
3. Accettazione del rischio.

Le simulazioni necessarie per la valutazione delle conseguenze sono state effettuate con l'ausilio del programma PHAST.

Capitolo 1

Aspetti economici e politici legati all'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto

In questo capitolo vengono considerati gli aspetti economici e politici legati all'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto. Dopo una breve panoramica sull'andamento del mercato del GNL viene riportata la parte di normativa cui sono soggetti i Terminali di rigassificazione in Italia e viene fatta una breve descrizione della rete di distribuzione gas nazionale. Infine vengono affrontate alcune problematiche inerenti l'utilizzo del GNL e ai rigassificatori.

1.1 Il mercato del Gas Naturale Liquefatto

L'utilizzo del gas naturale è in forte crescita a livello mondiale a causa dell'interessante prezzo di mercato e delle caratteristiche energetiche ed ecologiche di tale combustibile. La sua combustione produce soprattutto vapore acqueo e anidride carbonica in quantità limitata (molto inferiore rispetto a petrolio e carbone), senza praticamente alcun altro residuo, né polveri, fuliggine o metalli pesanti.

Il processo di rigassificazione ha il vantaggio di diversificare l'importazione del gas naturale da più paesi esportatori, anche molto distanti dal luogo di consumo, mettendoli in diretta concorrenza (Figura 1.1). Tale processo consente al paese importatore di ridurre il prezzo di acquisto del gas naturale.

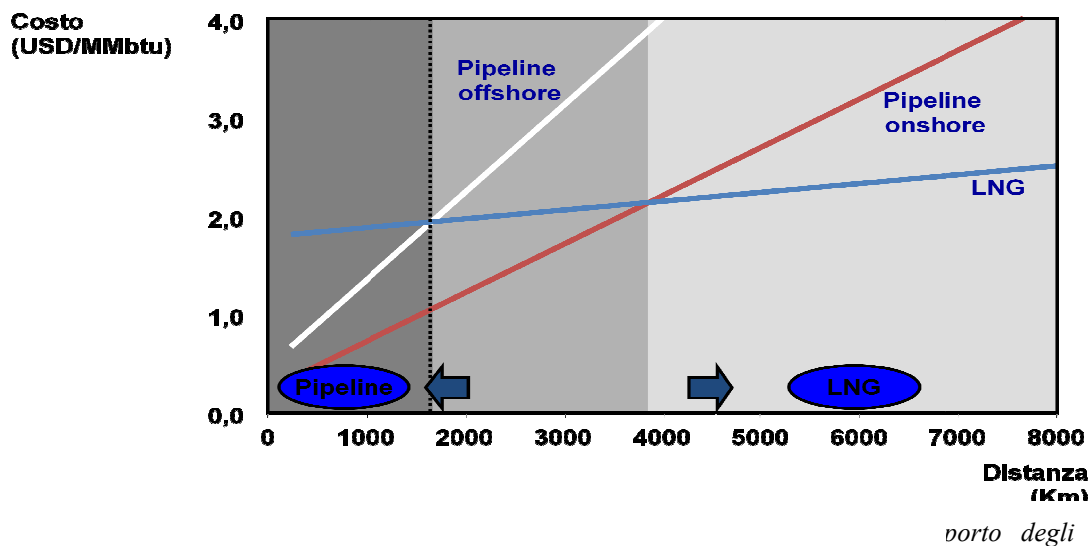


Figura 1.1 – Mercato mondiale del gas naturale nel 2010.

Il processo di rigassificazione del gas naturale è considerato un'alternativa economica ai gasdotti (o metanodotti) che, al contrario dei rigassificatori, legano in modo rigido e monopolistico il paese importatore al paese esportatore del gas e ai paesi sui quali transita il gasdotto.

Il GNL inoltre:

- Permette una maggiore flessibilità nelle scelte di approvvigionamento potendo ricevere gas da più paesi contemporaneamente;
- È l'opzione migliore per il trasporto di gas su lunghe distanze. In Figura 1.2 si osserva che per lunghe distanze il trasporto di GNL via nave è più conveniente rispetto a quello via pipeline;
- Permette l'accumulo di gas stagionale;
- È un alternativa competitiva all'utilizzo di: diesel, elettricità, carbone e olio combustibile.



In Italia esiste il grave problema della dipendenza degli approvvigionamenti di gas da Paesi come Russia (40% delle importazioni), Algeria (48% delle importazioni) e Olanda (12% delle importazioni). Una dipendenza che si cerca di risolvere per evitare che crisi internazionali, coinvolgenti tali paesi, possano compromettere gli approvvigionamenti. Tale fattore è molto grave in quanto l'88% delle forniture provengono da aree come il Nord Africa, l'Ucraina e la Russia che nel recente passato e attualmente presentano crisi geopolitiche evidenti.

Le riserve di gas in Italia sono limitate e i principali giacimenti di gas operativi presenti nel Mar Adriatico e nel Mar Ionio sono in rapido esaurimento. (Maschio, 2007)

1.2 Normativa per i terminali di rigassificazione

La normativa vigente per i terminali di rigassificazione si riferisce alla Direttiva SEVESO (Direttiva 96/82/CE, nota come Direttiva Seveso II), in particolare i terminali sono considerati come gli impianti che contengono sostanze infiammabili in quantità superiori a quelle fissate dalla legge. In questi casi le Autorità Competenti applicano una procedura di valutazione per garantire che le misure di prevenzione e mitigazione prese rendano l'impianto sicuro. Il progetto del terminale viene quindi analizzato in un Rapporto di Sicurezza, sottoposto al comitato tecnico regionale di cui fanno parte tutte le Autorità coinvolte nella valutazione della sicurezza.

Sebbene l'esperienza storica non mostri casi di rilascio di GNL da nave o impianto, il Rapporto di Sicurezza deve mostrare che, in caso di un rilascio per cause non prevedibili, il Terminale sia sicuro e compatibile con il territorio circostante. A questo scopo si:

- Individuano i pericoli legati al terminale;
- Valutano le probabilità o le frequenze che tale evento si realizzi;
- Valutano le conseguenze dei pericoli.

Per quanto riguarda la Direttiva 2003/105/CE (Seveso III) ovvero *“modifica delle direttiva 96/82/CE sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose”*, le attività svolte nell'impianto rientrano al punto 4 dell'Allegato A: *“stabilimenti per la produzione, la trasformazione o il trattamento di gas energetici, per esempio GPL, gas naturale liquefatto e gas naturale di sintesi”*.

Tali direttive sono state recepite in Italia con il D.lgs 17/08/1999 n°334 e D.lgs del 21 settembre 2005 n°238.

Inoltre i criteri di progettazione dei terminali sono definiti da Standard Europei (UNI EN 1473) e USA (NFPA 59A). (Dattilo, 2007)

Lo scopo della Direttiva 96/82/CE (Direttiva Seveso II) *“è la prevenzione degli incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose e la limitazione delle loro conseguenze per l'uomo e per l'ambiente, al fine di assicurare in modo coerente ed efficace un elevato livello di protezione in tutta la Comunità.”* (Articolo 1 - Scopo)

Come già detto tale direttiva viene applicata *“agli stabilimenti in cui sono presenti sostanze pericolose in quantità uguali o superiori a quelle indicate in Allegato I, parti 1 e 2, colonna 2, ad eccezione degli articoli 9, 11 e 13, che si applicano a tutti gli stabilimenti in cui sono presenti sostanze pericolose in quantità uguali o superiori a quelle indicate in Allegato I, parti 1 e 2, colonna 3. Ai fini della presente direttiva, si intende per «presenza di sostanze pericolose» la presenza di queste, reale o prevista*

nello stabilimento, ovvero quelle che si reputa possano essere generate, in caso di perdita del controllo di un processo chimico industriale, in quantità pari o superiori ai limiti previsti nelle parti 1 e 2 dell'Allegato I.” (Articolo 2 – Ambito d’applicazione)

I terminali di GNL rientrano nell’Allegato I, Parte 1 (Tabella 1.1) nel caso in cui si riscontri la presenza di sostanze pericolose in quantità superiori a quelle indicate, mentre rientrano nell’Allegato I, Parte 2 in quanto il metano appartiene alla categoria di:
“c) gas e liquidi estremamente infiammabili,

- 1) le sostanze e i preparati liquidi che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 0 °C e un punto di ebollizione (o un punto iniziale di ebollizione, in caso di intervallo di ebollizione), a pressione normale, inferiore o uguale a 35 °C (frase che descrive il rischio R 12) [...]”.* (Tabella 1.1)

Il metano infatti ha un punto di infiammabilità di -188°C e una temperatura di ebollizione pari a circa -162 °C. (<http://www.eur-lex.europa.eu/>)

Tabella 1.1 – Sostanze pericolose presenti in Allegato I Parte 1 della Direttiva 96/82/CE.

<i>Colonna 1</i>	<i>Colonna 2</i>	<i>Colonna 3</i>
	Quantità limite (tonnellate) della sostanza pericolosa ai sensi dell’articolo 3, paragrafo 5 ai fini dell’applicazione	
	Degli articoli 6 e 7	Dell’articolo 8
MOLTO TOSSICHE	5	20
TOSSICHE	50	200
COMBURENTI	50	200
ESPLOSIVE sostanze, preparati o articoli assegnati alla UN/ADR 1.4	50	200
ESPLOSIVE sostanze, preparati, o articoli assegnati alle divisioni: UN/ADR 1.1, 1.2, 1.3, 1.5, 1.6, ovvero classificati con frasi i rischio R2 o R3	10	50
INFIAMMABILI	5000	50000
FACILMENTE INFIAMMABILI	50	200
Liquidi FACILMENTE INFIAMMABILI	5000	50000
ESTREMAMENTE INFIAMMABILI	10	50
SOSTANZE PERICOLOSE PER L’AMBIENTE in combinazione con le seguenti frasi che descrivono il rischio:		
1. R50: molto tossico per gli organismi acquatici (Compresa frase R50/53)	100	200
2. R51/53: tossico per gli organismi acquatici; può causare effetti negativi a lungo termine nell’ambiente acquatico.	200	500
ALTRE CATEGORIE che non rientrano in quelle precedenti, in combinazione con le seguenti frasi che descrivono il rischio:		
1. R14: reagisce violentemente a contatto con l’acqua (compreso R14/15)	100	500
2. R29: libera gas tossici a contatto con l’acqua	50	200

Alcune definizioni di interesse vengono riportate nell'Articolo 3:

“1) «stabilimento», tutta l'area sottoposta al controllo di un gestore, nella quale sono presenti sostanze pericolose all'interno di uno o più impianti, comprese le infrastrutture o le attività comuni o connesse;

2) «impianto», un'unità tecnica all'interno di uno stabilimento, in cui sono prodotte, utilizzate, manipolate o depositate sostanze pericolose. Comprende tutte le apparecchiature, le strutture, le condotte, i macchinari, gli utensili, le diramazioni ferroviarie particolari, le banchine, i pontili che servono l'impianto, i moli, i magazzini e la strutture analoghe, galleggianti o meno, necessari per il funzionamento dell'impianto;

3) «gestore», la persona fisica o giuridica che gestisce o detiene lo stabilimento o l'impianto ovvero la persona cui è stato delegato, ove ciò è previsto dalla legislazione nazionale, un potere economico determinante in relazione al funzionamento tecnico dello stabilimento o dell'impianto;

4) «sostanze pericolose», le sostanze, miscele o preparazioni elencate nell'Allegato I, parte 1, o rispondenti ai criteri fissati nell'Allegato I, parte 2, che sono presenti come materie prime, prodotti, sottoprodotti, residui o prodotti intermedi, ivi comprese quelle che possono ragionevolmente ritenersi generate in caso di incidente;

5) «incidente rilevante», un evento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione di grande entità, dovuto a sviluppi incontrollati che si verificano durante l'attività di uno stabilimento soggetto alla presente direttiva e che dia luogo ad un pericolo grave, immediato o differito, per la salute umana e/o per l'ambiente, all'interno o all'esterno dello stabilimento, e in cui intervengano una o più sostanze pericolose;

6) «pericolo», la proprietà intrinseca di una sostanza pericolosa o della situazione fisica esistente in uno stabilimento di provocare danni per la salute umana e/o per l'ambiente;

7) «rischio», la probabilità che un determinato evento si verifichi in un dato periodo o in circostanze specifiche;

Il rischio viene anche definito come il prodotto tra la frequenza di accadimento di un evento indesiderato e l'entità del danno stesso:

$$R = f \cdot M \quad (1.1)$$

Dove: R = rischio [eventi/(m · anno)]

f = frequenza [eventi/(m · anno)]

M = magnitudo [mortalità, danni alle infrastrutture]

In base all'espressione (1.1) un rischio può essere elevato quando si riferisce ad eventi frequenti con conseguenze modeste, ma anche quando si riferisce ad eventi rari ma con conseguenze catastrofiche. Le due distinzioni sono importanti nella fase di riduzione dei rischi in quanto è possibile limitare le conseguenze di eventi incidentali attuando *misure preventive*, ovvero riducendo la probabilità che un evento si verifichi, oppure applicando *misure protettive*, cioè mitigando gli effetti negativi.

8) *«deposito», la presenza di una certa quantità di sostanze pericolose a scopo di immagazzinamento, deposito per custodia in condizioni di sicurezza o stoccaggio.»*
(<http://www.eur-lex.europa.eu/>)

L'Articolo 8 (Effetto domino) afferma che:

“1. Gli Stati membri provvedono affinché l'Autorità Competente individui gli stabilimenti o i gruppi di stabilimenti per i quali la probabilità e possibilità o le conseguenze di un incidente rilevante possono essere maggiori a causa del luogo, della vicinanza degli stabilimenti e dell'inventario di sostanze pericolose in essi presenti.

2. Gli Stati membri devono accertarsi che per gli stabilimenti in tal modo individuati:

a) siano scambiate, in modo appropriato, le informazioni necessarie per consentire a tali stabilimenti di prendere in considerazione la natura e l'entità del pericolo globale di incidente rilevante nell'elaborare le politiche di prevenzione degli incidenti rilevanti, i loro sistemi di gestione della sicurezza, i loro rapporti di sicurezza e i loro piani d'emergenza interni;

b) sia prevista una collaborazione alla diffusione di informazioni alla popolazione nonché all'autorità competente per la predisposizione dei piani d'emergenza esterni.”

(<http://www.eur-lex.europa.eu/>)

Di notevole importanza è l'Articolo 9 – Rapporto di sicurezza, secondo il quale:

“1. Gli Stati membri provvedono affinché il gestore sia tenuto a presentare un rapporto di sicurezza al fine di:

a) dimostrare di aver messo in atto, secondo gli elementi dell'Allegato III, una politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e un sistema di gestione della sicurezza per la sua applicazione;

b) dimostrare che i pericoli di incidente rilevante sono stati individuati e che sono state prese le misure necessarie per prevenirli e per limitarne le conseguenze per l'uomo e l'ambiente;

c) dimostrare che la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la manutenzione di qualsiasi impianto, deposito, attrezzatura e infrastruttura, connessi con il funzionamento dello stabilimento, che hanno un rapporto con i pericoli di incidente rilevante nello stesso, sono sufficientemente sicuri e affidabili;

d) dimostrare l'avvenuta predisposizione dei piani d'emergenza interni e fornire gli elementi che consentono l'elaborazione del piano esterno al fine di prendere le misure necessarie in caso di incidente rilevante;

e) fornire alle autorità competenti informazioni che permettano loro di prendere decisioni in merito all'insediamento di nuove attività o alla costruzione di insediamenti attorno agli stabilimenti già esistenti.

2. Il rapporto di sicurezza contiene almeno i dati di cui all'Allegato II. Contiene, inoltre, l'inventario aggiornato delle sostanze pericolose presenti nello stabilimento.

Si possono utilizzare più rapporti di sicurezza, parti di essi o altri rapporti analoghi predisposti in ottemperanza ad altre disposizioni legislative, per costituire il rapporto di sicurezza previsto dal presente articolo, quando tale sistema permette di evitare un'inutile ripetizione delle informazioni e del lavoro a carico del gestore o dell'autorità competente, purché ricorrano tutti i requisiti prescritti dal presente articolo. [...]"

(<http://www.eur-lex.europa.eu/>)

In Allegato II viene richiesto che il rapporto di sicurezza contenga:

"I. Informazioni sul sistema di gestione e sull'organizzazione dello stabilimento in relazione alla prevenzione degli incidenti rilevanti. Queste informazioni devono tener conto degli elementi di cui all'Allegato III.

II. Descrizione dell'ambiente circostante lo stabilimento

A. Descrizione del sito e del relativo ambiente, in particolare posizione geografica, dati meteorologici, geologici, idrografici e, se del caso, la sua storia.

B. Identificazione degli impianti e di altre attività dello stabilimento che potrebbero presentare un rischio di incidente rilevante.

C. Descrizione delle zone in cui può verificarsi un incidente rilevante.

III. Descrizione dell'impianto

A. Descrizione delle principali attività e produzioni delle parti dello stabilimento importanti dal punto di vista della sicurezza, delle fonti di rischio di incidenti rilevanti e delle condizioni in cui tale incidente rilevante potrebbe prodursi, corredata di una descrizione delle misure preventive previste.

B. Descrizione dei processi, in particolare delle modalità operative.

C. Descrizione delle sostanze pericolose:

1) l'inventario delle sostanze pericolose, che include:

- identificazione delle sostanze pericolose: denominazione chimica, numero CAS, denominazione secondo la nomenclatura dell'IUPAC;

- quantità massima di sostanze pericolose effettivamente presente o possibile;

2) caratteristiche fisiche, chimiche, tossicologiche e indicazione dei pericoli, sia immediati che differiti, per l'uomo o l'ambiente;

3) proprietà fisiche o chimiche in condizioni normali di utilizzo o in condizioni anomale prevedibili.

IV. Identificazione e analisi dei rischi di incidenti e metodi di prevenzione

A. Descrizione dettagliata dei possibili sviluppi di eventuali incidenti rilevanti e delle loro probabilità o delle condizioni in cui possono prodursi, corredata di una sintesi degli eventi che possono svolgere un ruolo nel determinare tali sviluppi, con cause interne o esterne all'impianto.

B. Valutazione dell'ampiezza e della gravità delle conseguenze degli incidenti rilevanti identificati.

C. Descrizione dei parametri tecnici e delle attrezzature utilizzate per garantire la sicurezza degli impianti.

V. Misure di protezione e di intervento per limitare le conseguenze di un incidente

A. Descrizione dei dispositivi installati per limitare le conseguenze di un incidente rilevante.

B. Organizzazione della procedura di allarme e di intervento.

C. Descrizione dei mezzi, interni o esterni, che possono essere mobilitati.

D. Sintesi degli elementi di cui alle lettere A, B e C necessari per l'elaborazione del piano di emergenza interno previsto all'articolo 11.”(<http://www.eur-lex.europa.eu/>)

Come si può notare l'applicazione della Direttiva Seveso impone agli impianti di rigassificazione e ai terminali di ricevimento misure molto severe in termini di previsione e prevenzione dei rischi.

1.3 La rete di distribuzione del Gas Naturale Liquefatto in Italia

Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente (circa tre quarti) con gas di importazione che viene preso in consegna in territorio estero e convogliato verso il territorio italiano per mezzo di grandi gasdotti internazionali (Figura 1.3):

- il *gasdotto Tenp*, per l'importazione in Italia di gas olandese.
- il *gasdotto Transitgas*, per l'importazione verso l'Italia di gas olandese e in futuro di gas norvegese.
- il *gasdotto Tag*, per l'importazione in Italia di gas proveniente dalla Russia.
- il *gasdotto Tmpc*, per l'importazione verso l'Italia di gas algerino.
- il *gasdotto Libico*, per l'importazione di gas in Italia di provenienza dalla Libia.



Figura 1.3 – Gasdotti per l'importazione di gas naturale in Italia (Maschio, 2007).

Una volta giunto in Italia, Snam Rete Gas (Figura 1.4) svolge l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture formato da circa 31.500 km di metanodotti, un centro di dispacciamento, 8 Distretti, 55 Centri e 11 Centrali di compressione.

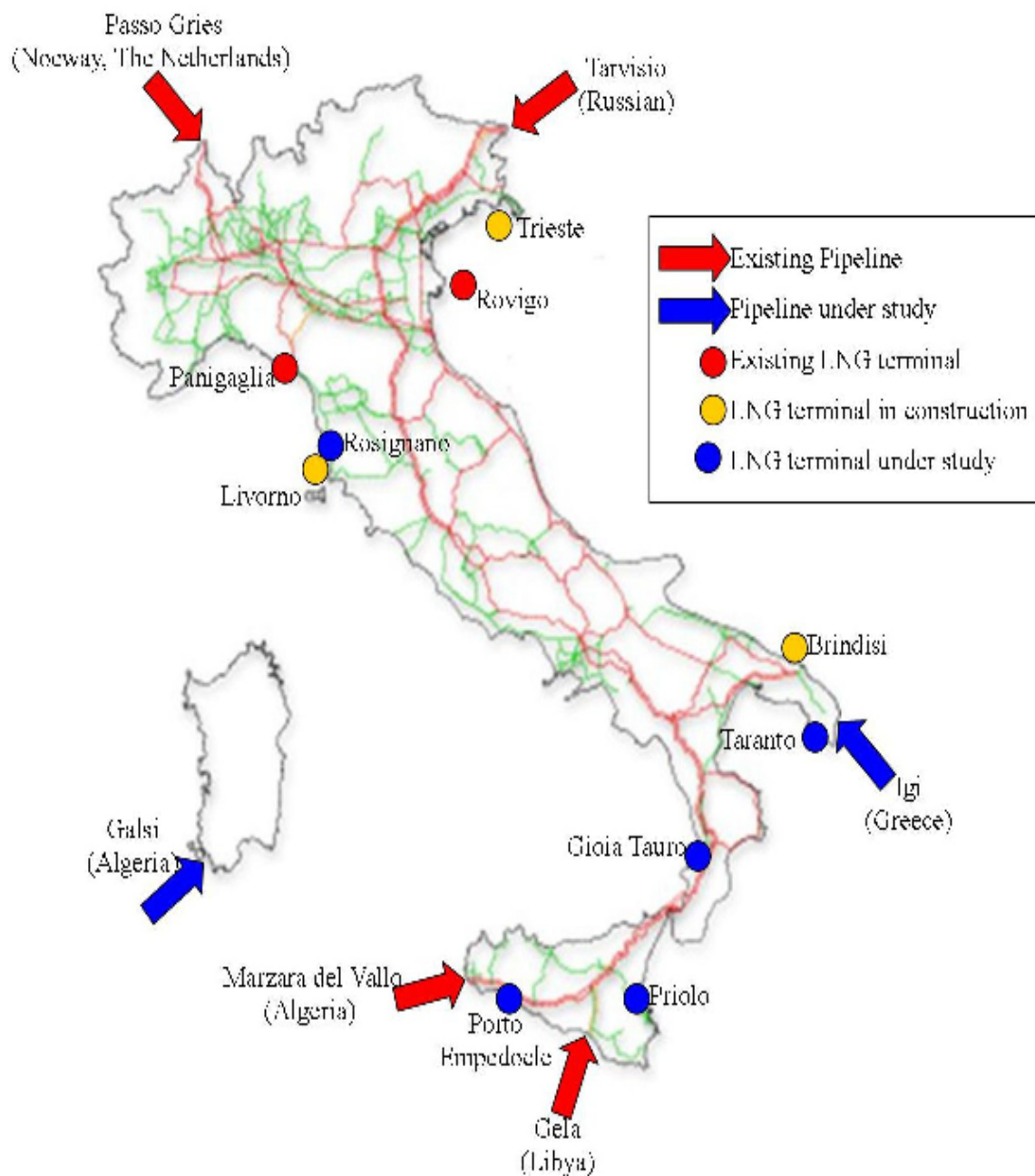


Figura 1.4 – SNAM rete di distribuzione gas in Italia.

In base al "Decreto Letta" (*Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n.164*) è stata stabilita una ripartizione dei metanodotti Snam Rete Gas in Rete Nazionale di Gasdotti (circa 8800 km) e Rete di Trasporto Regionale (oltre 22600 km).

La Rete Nazionale di Gasdotti è costituita essenzialmente da tubazioni, normalmente di grande diametro (da 25 a 1400mm), con funzione di trasferire quantità di gas dai punti di ingresso del sistema (importazioni e principali produzioni nazionali) ai punti di interconnessione con la Rete di Trasporto Regionale e con le strutture di stoccaggio. Della Rete Nazionale di Gasdotti fanno parte anche alcuni gasdotti interregionali funzionali al raggiungimento di importanti aree di consumo. La Rete Nazionale di Gasdotti comprende inoltre 11 centrali di compressione.

La Rete di Trasporto Regionale, formata dalla restante parte dei gasdotti, permette di movimentare il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana.

Le centrali di compressione sono collocate lungo la Rete Nazionale Gasdotti, e assicurano il flusso di gas nella rete di trasporto.

I criteri adottati per la loro progettazione si basano su normative di settore nazionali e internazionali, su una consolidata esperienza e sono finalizzati ad ottenere un elevato grado di sicurezza, affidabilità impiantistica ed efficienza operativa.

Stogit è il maggiore operatore italiano ed europeo nell'attività di stoccaggio del gas; gli otto campi di stoccaggio sono localizzati in Lombardia (quattro), Emilia Romagna (tre) e Abruzzo (uno).

L'attività di stoccaggio del gas naturale ha la funzione di compensare le diverse esigenze tra fornitura e consumo del gas. L'approvvigionamento ha infatti un profilo sostanzialmente costante durante tutto l'anno, mentre la domanda di gas è caratterizzata da una rilevante variabilità stagionale, con una domanda invernale significativamente superiore a quella estiva.

L'attività si distingue sostanzialmente in due fasi. La fase di iniezione (da aprile ad ottobre), quando il gas naturale proveniente dalla rete nazionale di trasporto viene immesso nel giacimento, e la fase di erogazione (da novembre a marzo) quando il gas naturale viene prelevato dal giacimento, trattato e riconsegnato ai clienti sempre attraverso la rete di trasporto. Per lo stoccaggio vengono utilizzati giacimenti di gas già sfruttati per la produzione, situati a circa 1000-1500 metri di profondità.

Il gas naturale immesso nella Rete Nazionale Gasdotti nel primo semestre 2011 ammonta a 41.90 miliardi di metri cubi, in riduzione di 1.12 miliardi di metri cubi, pari al 2.6%, rispetto al primo semestre 2010.

La riduzione è causata dalla minore domanda di gas naturale in Italia nei primi sei mesi dell'anno, dovuta essenzialmente ai minori consumi del settore residenziale e terziario (-8.0%) a seguito delle temperature più miti registrate nel primo semestre del 2011.

Il gas naturale immesso nella Rete Nazionale dai campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento è stato pari a 3.85 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0.26 miliardi di metri cubi, pari al 6.3%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, a seguito degli effetti della crisi libica, e di Passo Gries in parte assorbiti dalle maggiori importazioni dal punto di entrata di Tarvisio.

Il gas naturale movimentato nel sistema di stoccaggio nel primo semestre 2011 è pari 8.37 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0.28 miliardi di metri cubi, pari al 3.2%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La riduzione è attribuibile principalmente alle minori erogazioni da stoccaggio a seguito principalmente della minore domanda di gas naturale del settore residenziale e terziario (-8.0%).

La capacità complessiva di stoccaggio al 30 giugno 2011, comprensiva dello stoccaggio strategico (finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema gas), è pari a 15 miliardi di metri cubi con un aumento del 5.6% rispetto al 2010. L'aumento è dovuto principalmente alla sperimentazione dell'esercizio in sovra-pressione nei campi di stoccaggio di Minerbio e alla prosecuzione degli investimenti di sviluppo nei campi di stoccaggio di Fiume Trieste e di Settala. (<http://www.snamretegas.it>)

Italgas effettua il servizio di distribuzione del gas naturale a livello locale.

L'attività viene svolta attraverso un sistema integrato di infrastrutture (cabine per il prelievo, impianti di riduzione della pressione, reti di distribuzione, punti di riconsegna), che consentono di prelevare il gas dalla rete nazionale di trasporto e di riconsegnarlo ai clienti finali (domestici o industriali).

Nei punti di prelievo viene effettuata anche l'odorizzazione del gas (il metano, di per sé, è inodore) per rendere percepibile, in caso di dispersioni, la sua presenza.

L'Italia attualmente ha un rigassificatore *Onshore* (Rigassificatore di Panigaglia, nel golfo di La Spezia, in funzione dal 1970 con una produttività di 3 – 3.5 Miliardi m³/anno) e un rigassificatore *Offshore* (Rovigo – Adriatic LNG) in funzione e tre progetti approvati a livello di autorizzazioni ministeriali:

- Brindisi - Brindisi LNG (8 Miliardi m³/anno);
- Livorno - OLT *Offshore* LNG Toscana (4 Miliardi m³/anno).
- Trieste – Alpi Adriatico *Offshore* (8 Miliardi m³/anno).

Il governo nel 2006 si è impegnato nella realizzazione di almeno 4 rigassificatori in modo da ottenere una certa indipendenza energetica dall'Algeria e dalla Russia, che grazie ai recenti accordi possono imporre prezzi molto alti all'Italia.

Dal punto di vista politico due ipotesi si contrappongono:

- L'Italia può sfruttare la propria posizione centrale nel mediterraneo e in Europa, nonché le notevoli connessioni via gasdotto verso il Nord Europa, per proporsi come un centro energetico, esportando gas verso l'Europa.
- La linea ambientalista rifiuta di impiegare l'Italia come porta d'accesso per il gas europeo, e impone di realizzare solo quei 4 rigassificatori che coprono il fabbisogno locale.

La costruzione di impianti di rigassificazione è una soluzione logica e razionale e tecnologicamente compatibile sia in termini di sicurezza che ambientali.

Rappresenta la soluzione più percorribile per raggiungere quella flessibilità degli approvvigionamenti così indispensabile per un paese sviluppato.

Basti considerare che le nuove centrali elettriche realizzate in Italia richiedono prevalentemente l'utilizzo del gas metano.

Alla fine di Gennaio 2009 il Parlamento europeo ha chiesto ufficialmente ai governi degli Stati membri di dotarsi di un sufficiente numero di rigassificatori allo scopo di ridurre la dipendenza dai paesi che ci riforniscono di gas metano via tubo (Russia ed Algeria).

Gli elementi principali sui quali si basa il documento della UE, finalizzato a stimolare un radicale mutamento della politica energetica comunitaria, sono i seguenti: sicurezza dell'approvvigionamento e solidarietà reciproca, lotta al cambiamento climatico e competitività.

Target fondamentali, conclude il testo del documento UE, anche alla luce della dipendenza energetica dell'Unione che "importa oggi il 50% dell'energia che consuma", una percentuale che "potrebbe raggiungere il 70% nel 2030". Nella classifica europea dell'approvvigionamento via mare di gas l'Italia si trova tra gli ultimi posti, con due impianti in funzione, quello di Panigaglia, La Spezia, con una capacità di stoccaggio di 100 mila metri cubi, e quello di Rovigo, con una capacità di stoccaggio di 250 mila metri cubi.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva (Tabella 1.2) sul numero dei rigassificatori presenti in alcune nazioni europee e sulle loro capacità di stoccaggio. (Maschio, 2007; <http://www.snamretegas.it/>)

Tabella 1.2 – Numero di rigassificatori europei e loro capacità di stoccaggio.

Paese	Numero rigassificatori	Capacità di stoccaggio in m ³
Spagna	6	1330000
Francia	2	510000
Turchia	1	535000
Regno Unito	2	200000
Belgio	1	261000
Portogallo	1	240000
Grecia	1	130000
Italia (Panigaglia –Rovigo)	2	350000

1.4 Problematiche legate alla realizzazione dei rigassificatori

La realizzazione di infrastrutture strategiche pone sempre il problema dell'accettabilità dei rischi ad esse connessi.

Il tema della sicurezza di questi impianti va affrontato attraverso la valutazione attenta e ponderata dei rischi collegati e una corretta comunicazione alla popolazione.

Il fatto che esista una soglia di pericolosità, non significa che non vi sia comunque sicurezza.

Una sostanza o una lavorazione o un impianto possono essere potenzialmente pericolose, ma ciò non vuol dire che automaticamente sia ad alto rischio in quanto la probabilità che un incidente possa accadere può essere resa estremamente remota adottando tutte le misure preventive e protettive del caso. La società moderna è abituata a utilizzare quotidianamente e in piena sicurezza strumenti e attività potenzialmente pericolosi.

L'apporto della comunità scientifica al processo decisionale è quindi rappresentato dalla predisposizione di una metodologia che fornisca dati quantitativi e si proponga come strumento di supporto per le decisioni.

L'obiettivo delle attività di ricerca sull'analisi dei rischi, che si stanno sviluppando presso l'università di Padova, è quello di riuscire a instaurare tra le parti un discorso razionale, entrando anche nel merito delle diverse soluzioni impiantistiche proposte e degli aspetti di sicurezza ad esse connessi, valutando in modo puntuale i benefici e gli eventuali rischi derivanti dall'impiego di questi impianti. In definitiva è necessario per

una corretta e serena valutazione, evitare grossolane sottovalutazioni dei rischi o facili catastrofismi.

L'accettabilità del rischio e il processo decisionale che ne consegue infatti :

- Non può essere disgiunto da una accurata analisi qualitativa e quantitativa dei rischi;
- L'entità del rischio a cui la popolazione ed il territorio sono esposti deve essere comunicata con chiarezza e senza eccessivi allarmismi o sottovalutazioni;
- La consapevolezza del rischio a cui si è esposti sta alla base dei processi decisionali per la realizzazione di nuove opere.

Se questo processo sarà attuato in una stretta collaborazione tra comunità scientifica, popolazione e autorità deputate al processo decisionale, potrà realizzarsi un percorso virtuoso sul quale basare le decisioni su dati quantitativi affidabili e condivisi.

Il processo di regolamentazione del mercato del gas naturale in ambito comunitario e nazionale è stato avviato dalla Direttiva n° 98/30/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 22 giugno 1998 ("Direttiva Gas"), recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale (trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale). Tale disposizione ha avviato un processo di progressiva liberalizzazione del settore allo scopo di creare un mercato unico europeo per il gas naturale, garantendo al contempo parità di condizioni e trattamento non discriminatorio per gli operatori del sistema.

La Direttiva Gas è stata attuata in Italia attraverso la Legge 17 maggio 1999, n° 144 ("Legge Delega") ed il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n° 164 ("Decreto Letta") recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma della sopra indicata Legge 17 maggio 1999, n° 144. (Milanesi, 2007)

I terminali GNL sono soggetti alla stessa legislazione che si applica a tutti gli impianti a rischio di incidente rilevante dove sono contenute sostanze pericolose in quantità superiori a quelle fissate dalla legge (Direttiva "Seveso", D.Lgs. 334/99 e 235/01).

Capitolo 2

Il Gas Naturale Liquefatto e i rigassificatori

Nella prima parte del capitolo vengono riportate le principali caratteristiche chimico – fisiche del *Gas Naturale* e del *Gas Naturale Liquefatto*. In seguito viene descritta la filiera operativa del GNL e quali sono le diverse tipologie di rigassificatori attualmente utilizzate. Infine vengono riportate le tecnologie che vengono adottate per lo stoccaggio del GNL.

2.1 Proprietà chimico–fisiche del Gas Naturale Liquefatto (GNL)

Il Gas Naturale Liquefatto si ottiene sottoponendo il gas naturale (GN) a raffreddamento e condensazione, dopo averlo opportunamente depurato e disidratato.

Allo stato liquido può essere facilmente stoccato in serbatoi, immesso nelle navi metaniere e trasportato per lunghe distanze fino ai mercati finali di consumo, dove viene rigassificato e distribuito.

Il prodotto che ne deriva si presenta come un liquido inodore e trasparente costituito da una miscela composta prevalentemente da metano, quantità minori di etano e altri idrocarburi pesanti (Figura 2.1a). Si possono trovare anche piccole quantità di azoto, ossigeno, anidride carbonica, composti dello zolfo e acqua.

Il gas naturale ha una temperatura di ebollizione di circa $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ a pressione atmosferica. A questa temperatura si trasforma in liquido, riducendo di 600 volte il proprio volume.

Il processo di liquefazione richiede la rimozione di alcuni componenti, come l'acqua e l'anidride carbonica, per prevenire la loro solidificazione quando il gas viene raffreddato. Grazie al processo di liquefazione la composizione in metano passa dall'82% al 95% (Figura 2.1b). (Sabatini, 2010)

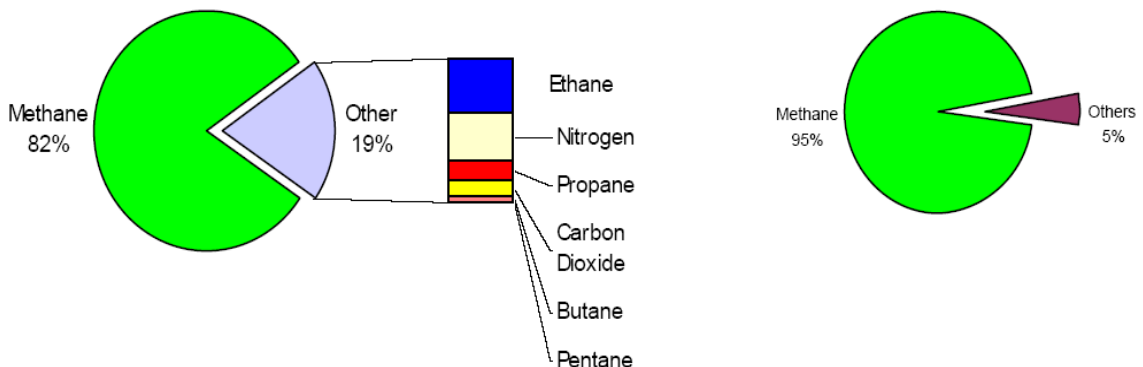


Figura 2.1 – a) Composizione tipica del Gas Naturale non depurato e non liquefatto; b) Composizione tipica del Gas Naturale Liquefatto (dopo depurazione, disidratazione e liquefazione).

La composizione e le caratteristiche del GNL variano a seconda del luogo di provenienza e del processo di liquefazione. In Tabella 2.1 viene riportata la composizione tipica del GN dopo disidratazione.

Tabella 2.1 - Composizione tipica del gas naturale non depurato, non liquefatto ma disidratato.

Name	Formula	Volume %
Metano	CH ₄	~82
Etano	C ₂ H ₆	3 – 8
Propano	C ₃ H ₈	1 – 2
Butano	C ₄ H ₁₀	<1
Pentano	C ₅ H ₁₂	<1
Anidride carbonica	CO ₂	1 – 2
Azoto	N ₂	1 – 5
Elio	He	<0.5
Acido solfidrico	H ₂ S	<1

Per produrre GNL il gas naturale deve essere trasportato dalla sorgente a un impianto di liquefazione e qui trasformato dallo stato gassoso allo stato liquido raffreddandolo a -162°C. A questo punto il gas naturale liquefatto viene caricato in opportuni serbatoi e quindi trasportato via nave a destinazione. Prima di giungere al consumatore deve essere rigassificato. In Tabella 2.2 vengono riportate le principali caratteristiche chimico – fisiche del Gas Naturale Liquefatto. (Mokhatab *et al*, 2010)

In Allegato I viene riportata la *Scheda di Sicurezza* per il Gas Naturale Liquefatto.

Tabella 2.2 – Principali proprietà chimico – fisiche del Gas Naturale Liquefatto.

Proprietà	Valore
Peso atomico relativo, [adim]	17–20
Densità relativa (a 15 °C), [adim]	0.72–0.81
Temperatura di ebollizione, [°C]	-161.4
Temperatura di autoignizione, [°C]	540–560
Limiti di infiammabilità, min – max [volume %]	5–15
Concentrazione Metano, [volume %]	80 - 99
Concentrazione Etano, [volume %]	2.7 – 4.6
Concentrazione Azoto, [volume %]	0.1 - 15
Concentrazione CO ₂ , [volume %]	1 - 5
Concentrazione Zolfo, [peso % ppm]	<5
Potere energetico, [MJ/m ³]	38–50
Potere calorifico superiore, [MJ/Nm ³]	40
Potere calorifico inferiore, [MJ/Nm ³]	36
Formazione specifica di CO ₂ , [g/MJ]	38–50

2.2 La filiera del Gas Naturale Liquefatto

La filiera del GNL può essere schematizzata nel modo seguente (Figura 2.2):

- Estrazione dal giacimento;
- Trasporto via pipeline all'impianto di liquefazione;
- Liquefazione del GN;
- Trasporto del GNL via nave;
- Rigassificazione;
- Utente finale.

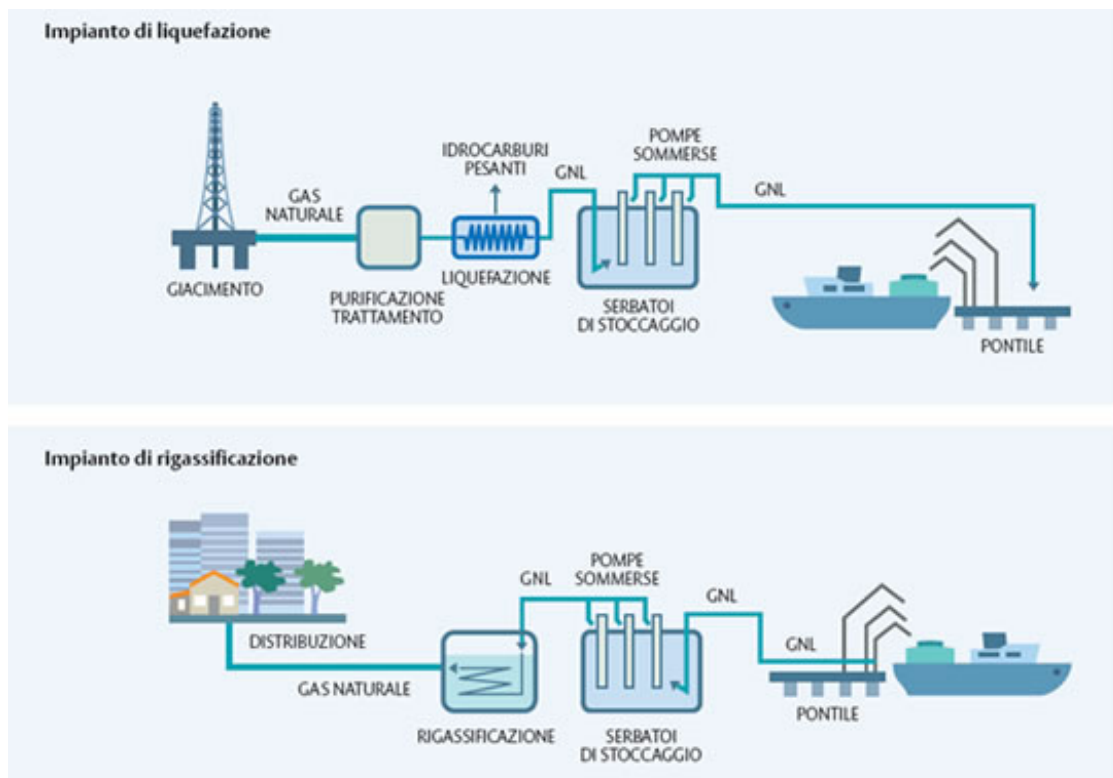


Figura 2.2 – Filiera operativa del Gas Naturale Liquefatto: Impianto di liquefazione e impianto di rigassificazione.

Una volta estratto, il gas viene ripulito dalle impurità e raffreddato fino a raggiungere lo stato liquido.

Viene quindi caricato sulle navi metaniere e trasportato a destinazione. Una volta giunto al terminale il GNL viene rigassificato e successivamente inviato alla rete di distribuzione nazionale per giungere al consumatore finale. Il processo di liquefazione rende possibile il trasporto di grandi volumi di GNL verso i paesi consumatori. L'industria del GNL ha permesso di collegare alcuni dei più grandi giacimenti di gas al mondo, spesso lontani e difficili da raggiungere, ai paesi che necessitano di nuove fonti di approvvigionamento.

Il trasporto del GNL via nave rende disponibili queste risorse energetiche in parti del mondo che sarebbero altrimenti quasi irraggiungibili.

Il gas naturale si trova in giacimenti sotto la superficie terrestre e viene estratto attraverso un processo di trivellazione. Dopo l'estrazione viene trasportato via *pipeline* all'impianto di liquefazione (velocità gas 20-30 Km/h). Prima del trasporto via *pipeline* le frazioni più pesanti di GN devono essere rimosse per evitare la loro condensazione durante il trasporto e quindi il danneggiamento dei compressori posti lungo la linea di trasporto.

Gli impianti di liquefazione sono generalmente caratterizzati da 4 sezioni principali:

- *Ricezione del GN*: in questa sezione dell'impianto il gas viene analizzato, ne vengono determinate la temperatura, la pressione e la composizione per permettere la valutazione delle condizioni operative.
- *Fasi di pre-trattamento*: le sostanze indesiderate, quali acidi o metalli pesanti, sono rimosse al fine di ottenere la composizione desiderata di GN.
- *Pre-raffreddamento, frazionamento, liquefazione*: le frazioni pesanti vengono rimosse al fine di evitarne la solidificazione durante la liquefazione del GN.
- *Stoccaggio e carico su nave*: il GNL viene stoccato in serbatoi criogenici i quali vengono caricati sulle navi.

Il gas naturale liquefatto viaggia a una temperatura costante e a pressione atmosferica su speciali navi metaniere, progettate e costruite secondo rigorosi standard di sicurezza. La rigassificazione è un'operazione che consiste nel riscaldare il GNL fino al punto in cui ritorna allo stato gassoso.

Quando le metaniere giungono al terminale di rigassificazione, che generalmente si trova in aree portuali, il gas naturale liquefatto viene scaricato dalle navi e stoccato, sempre alla temperatura di -162°C e a pressione atmosferica, in appositi serbatoi.

Viene poi inviato all'impianto di rigassificazione dove viene riconvertito allo stato gassoso tramite un processo di riscaldamento controllato.

Al termine di questo processo che determina una naturale espansione del suo volume, il gas viene convogliato nella rete nazionale del gas attraverso un metanodotto.

Tutte le tubazioni, apparecchiature, serbatoi che interessano il GNL sono realizzate in acciaio in grado di resistere alle basse temperature. Il sistema di processo prevede una serie di protezioni (misure di densità e livello dei serbatoi, valvole di blocco, valvole di sicurezza) per prevenire e controllare eventuali anomalie di processo.

2.3 Gli impianti di rigassificazione

Il rigassificatore è un impianto industriale in grado di trasformare il gas naturale dallo stato liquido allo stato gassoso. La rigassificazione è una delle fasi terminali del trasporto del gas in forma liquida, via mare o via terra.

Sul luogo di estrazione il gas subisce un processo di liquefazione che lo trasforma dallo stato gassoso allo stato liquido per consentirne il trasporto nelle navi cisterna.

Una volta giunte nei pressi del luogo di consumo le navi cisterna scaricano il gas liquefatto negli impianti di rigassificazione, situati generalmente sulle coste dei paesi importatori, che riportano il gas naturale allo stato gassoso ed infine lo immettono nella rete di distribuzione nazionale.

2.3.1 Tipologie di impianti di rigassificazione

Esistono quattro tipologie principali di rigassificatori:

- *Impianto Onshore* (esempio Panigaglia)
- *Offshore GBS*: Gravity Based Structure (esempio Rovigo)
- *Offshore FSRUs* :
 - a) *Floating Storage and Regasification Units* fisso (esempio Livorno)
 - b) *Floating Storage and Regasification Units* mobile (esempio Falconara)

Gli *impianti Onshore* (Figura 2.3) sono i più utilizzati e collaudati in quanto sono stati i primi ad essere sviluppati.

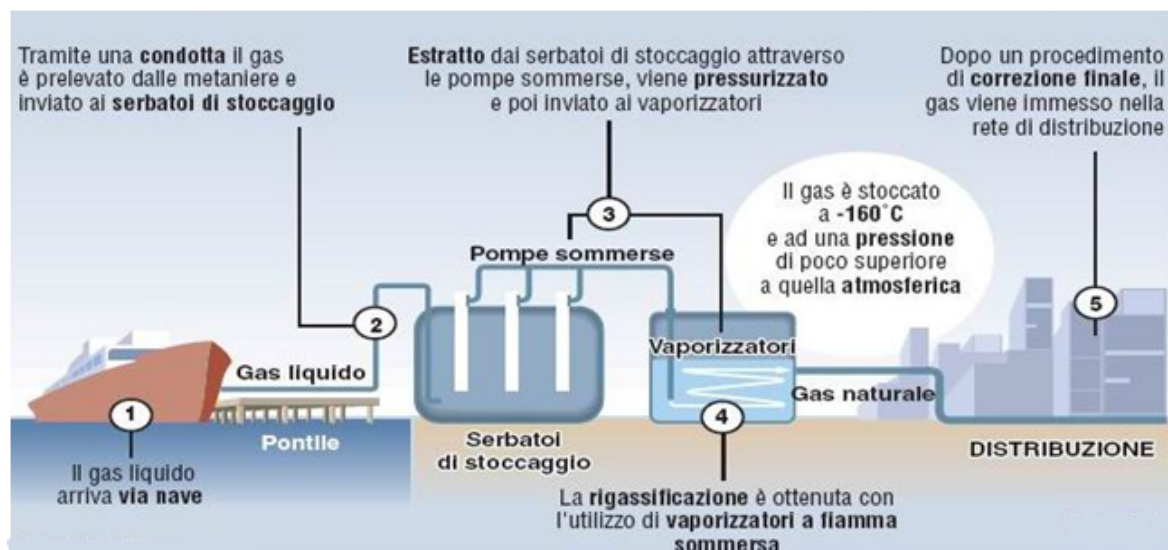


Figura 2.3 – Schema di un impianto di rigassificazione Onshore.

Sono situati generalmente all'interno o in prossimità di grandi aree portuali e consistono in serbatoi di stoccaggio per il GNL, solitamente costruiti con una struttura metallica a forma cilindrica, connessi tramite pipeline al bacino di attracco per le navi di trasporto. Prima di essere immesso nella rete nazionale il gas viene riscaldato, acquistando calore dall'acqua marina, e ritorna allo stato aeriforme.

Gli impianti *Onshore* sono la scelta più economica, anche se richiedono grandi aree e possono presentare alcune criticità per quanto riguarda la sicurezza.

Gli impianti *Offshore Gravity Based Structure - GBS* (Figura 2.4) sono una specie di "isole artificiali" sulle quali sono situati i serbatoi, l'impianto di vaporizzazione, le *utilities* e tutte le strutture necessarie. Il rigassificatore è realizzato mediante una struttura di cemento armato in cui sono alloggiati i serbatoi in acciaio. Le navi metaniere possono quindi attraccarvi e scaricare il gas. L'impianto che riporta il gas allo stato aeriforme è alloggiato sulla stessa struttura.



Figura 2.4 – Impianto di rigassificazione *Offshore - Gravity Based Structure*.

La struttura GBS giace parzialmente sott'acqua, mentre la restante parte è emersa (almeno 5 metri sopra il livello del mare) e include le apparecchiature per ricevere, immagazzinare e processare il GNL. I serbatoi possono essere uno o più di uno.

Le apparecchiature per l'attracco sono generalmente configurate per accoppiare direttamente la struttura alla nave che trasporta il GNL, per facilitarne così il trasferimento. Possono essere presenti anche strutture di protezione per evitare il movimento della struttura che potrebbe essere causato dalle onde o da condizioni ambientali avverse. Zavorre liquide (ad esempio acqua) o solide (ad esempio sabbia)

vengono inoltre utilizzate per fare in modo che la struttura resti alloggiata sul fondo del mare. L'impianto di vaporizzazione consiste in uno scambiatore di calore per la vaporizzazione, il quale utilizza l'acqua del mare per convertire il GNL da liquido a gas e ovviamente tale acqua viene trattata prima di essere utilizzata (filtri per trattenere corpi grossolani, deflettori per inibire le onde stazionarie che nascono dall'impatto delle onde sulla struttura). L'acqua viene trasportata agli scambiatori di calore per mezzo delle pompe. Generalmente le strutture GBS vengono fabbricate *Onshore* e trasportate poi sul luogo dove devono essere posizionate e fatte adagiare sul fondale marino tramite opportune zavorre.

Il collegamento tra la piattaforma *Offshore* e la rete di distribuzione sulla costa è assicurato da un breve tratto di metanodotto sottomarino.

Pur avendo un costo di realizzazione superiore, i rigassificatori *Offshore* presentano il duplice vantaggio di allontanare gli impianti di rigassificazione dalle zone urbane della costa e di agevolare le operazioni di scarico del gas liquefatto dalle navi metaniere in alto mare.

La nave-rigassificatrice (*Floating Storage and Regasification Units – FSRUs*) del tipo “fissa” (Figura 2.5) è la parte finale della filiera del GNL e viene rifornita settimanalmente da navi metaniere provenienti dalle zone di produzione.

Tale tecnologia non prevede la realizzazione di una struttura portante di cemento armato in cui alloggiare i serbatoi per contenere il gas, ma utilizza una nave metaniera opportunamente adattata che viene ancorata permanentemente in un punto al largo della costa e che funziona da serbatoio galleggiante a cui attraccano le metaniere per scaricare il gas liquefatto che poi viene riportato allo stato aeriforme nella stessa nave.

Un gasdotto collega la nave alla terraferma consentendo di immettere il gas nella rete. Tutte le apparecchiature per la ricezione, l'immagazzinamento e per processare il GNL sono situate sulla nave.



Figura 2.5 – Floating Storage and Regasification Units fissa (FSRUs).

I serbatoi possono essere anche più di uno. La nave può essere permanentemente attraccata al fondo del mare per mezzo di una torretta, e la linea di uscita del gas va dalla torretta al fondo del mare dal quale partono le pipeline per portare il gas naturale sulla terraferma. Anche in questo caso possono essere presenti delle protezioni, quali ad esempio deflettori per le onde e zavorre per la stabilità delle strutture durante il trasferimento di GNL.

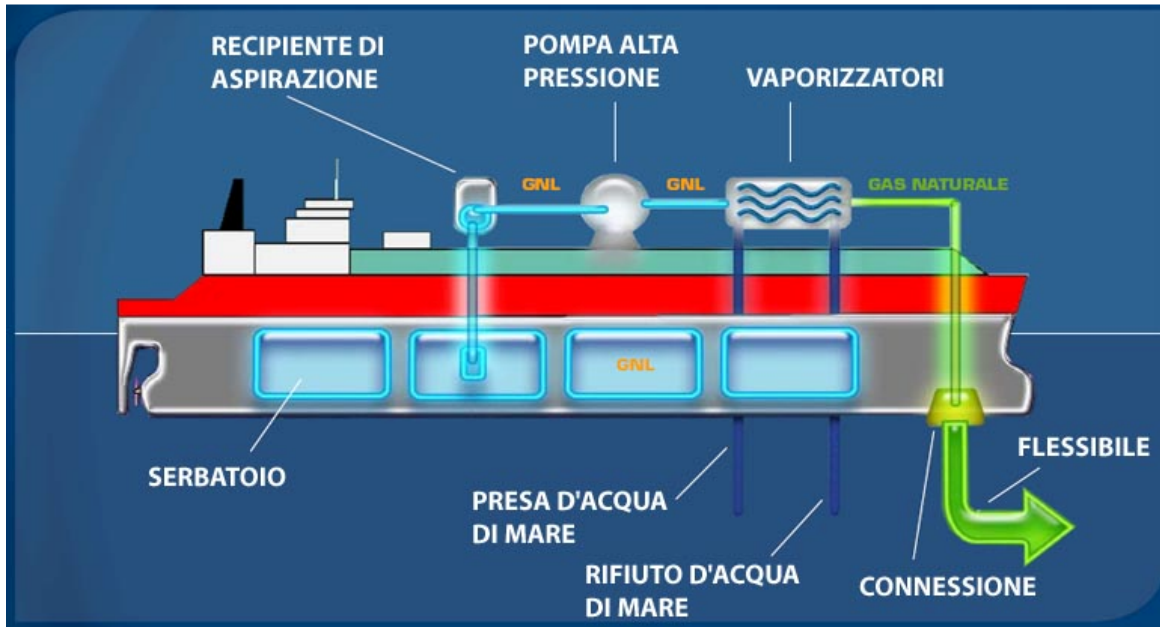


Figura 2.6 – Schema di funzionamento nave rigassificatrice (Floating Storage and Regasification Units).

La torretta deve essere ancorata al fondo marino, ma deve anche permettere la rotazione di 360° alla nave. Il GNL viene inviato dai serbatoi all'impianto di vaporizzazione, ma viene prima portato a una pressione di circa 100 bar. L'impianto di vaporizzazione (Figura 2.6) consiste in uno scambiatore di calore per la vaporizzazione e i vaporizzatori usano un ciclo di acqua chiuso (possono usare anche acqua fresca invece di quella del mare).

La nave-rigassificatrice (Floating Storage and Regasification Units – FSRUs) del tipo “mobile” prevede da una parte l'impiego di navi metaniere (FSRUs) dotate di unità di rigassificazione e dall'altra l'utilizzo di un terminale (torretta), posizionato in mezzo al mare, per consentirne l'attracco.

Il processo di rigassificazione avviene sulle navi e, una volta riportato allo stato gassoso il GNL, questo viene immesso direttamente nella condotta sottomarina e interrata tramite il terminale (torretta), per essere poi distribuito per mezzo della rete nazionale di distribuzione.

Le tre tecnologie sono diverse ed hanno sicuramente per questo pregi e difetti che le distinguono. La prima è sicuramente la più economica ma ovviamente richiede l'impegno di una certa superficie di un'area portuale o comunque di terraferma. Di solito questo tipo di impianti vengono realizzati in grosse aree portuali (il caso del Giappone o della Spagna) oppure in complessi petroliferi o chimici costieri (il caso della Francia), anche se non mancano tuttavia impianti costruiti su zone della costa in cui si è dovuto costruire il pontile di attracco partendo dal nulla (di nuovo la Spagna). Le due tecnologie *Offshore* offrono sicuramente più versatilità perché vengono realizzate in mare aperto e quindi risultano adeguate a situazioni in cui le coste sono densamente abitate e non esistono grossi porti. Per contro sono assai più costose e richiedono tempi di progettazione e di realizzazione maggiori. (Maschio, 2007; Sabatini, 2010; <http://www.apinovaenergia.gruppoapi.com/>)

2.3.2 Tipologie serbatoi per il trasporto e lo stoccaggio di GNL

Gli standard europei per la progettazione dei terminali prevedono tre tipologie di serbatoi (a sicurezza crescente):

- A singolo contenimento
- A doppio contenimento
- A doppio contenimento totale (Figura 2.9).

Il sistema di contenimento del carico è formato generalmente da:

- *Barriera primaria*: la lamiera del serbatoio a contatto diretto con il carico;
- *Barriera secondaria*: a tenuta di liquido e progettata per garantire il contenimento di qualsiasi fuoriuscita di carico;
- *Scafo della nave* (che può coincidere con la barriera secondaria);
- *Sistema di isolamento termico* posto tra le barriere, nonché tra barriera secondaria e la parte interna dello scafo.

Lo spazio riservato al carico può essere costituito da:

- *Cisterne integrate*: fanno parte integrante della struttura della nave e sono separate dai fianchi della nave da una appropriata intercapedine. Sono progettate per sopportare pressioni non superiori alla pressione atmosferica; si parla, in tal caso, di cisterne a gravità (Figura 2.8).
- *Cisterne indipendenti*: non costituiscono parte integrante della struttura della nave in quanto esse sono installate sulla nave dopo la costruzione della stessa. Le cisterne indipendenti, invece, possono essere capaci di sopportare pressioni superiori a quella atmosferica; in tal caso prendono il nome di serbatoi (Figura 2.7).

Tutte le cisterne sono dotate di indicatori di livello, di pressione, di temperatura e di un impianto di sfogo gas, progettato in modo da ridurre al minimo la possibilità di ingresso dei gas negli alloggi, nel locale macchine e negli spazi dove sono presenti sorgenti d'ignizione. Su ogni cisterna sono applicati allarmi di alto livello, sistemi per prevenire il rigurgito del carico o valvole automatiche di drenaggio (*spill valves*), valvole a pressione-depressione o valvole di sicurezza che si aprono solo quando la pressione in cisterna supera il valore di taratura della valvola stessa.

Generalmente lo sfogo gas avviene attraverso tubi che si dipartono da ogni cisterna e possono collegarsi ad un unico collettore comune, sempre che ci sia compatibilità fra i gas scaricati da ciascuna cisterna.

Infine, un sistema di monitoraggio controlla l'atmosfera nelle intercapedini fra le cisterne e lo scafo della nave, mentre un impianto di ventilazione meccanica permette di ventilare alcuni spazi frequentati dall'equipaggio durante le operazioni di carico e scarico. (Sabatini, 2010; Uguccioni, 2010).

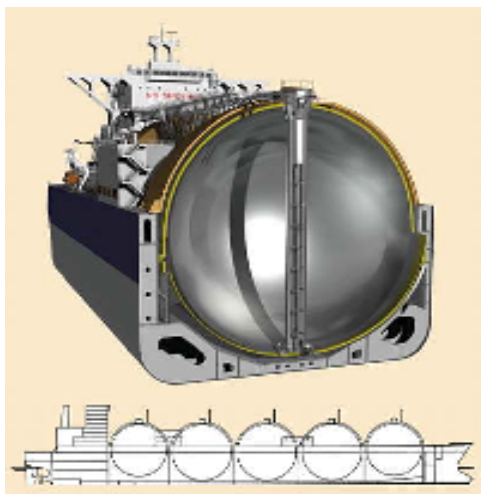


Figura 2.7 – Esempio di cisterne sferiche indipendenti.



Figura 2.8 – Esempio di cisterne integrate.

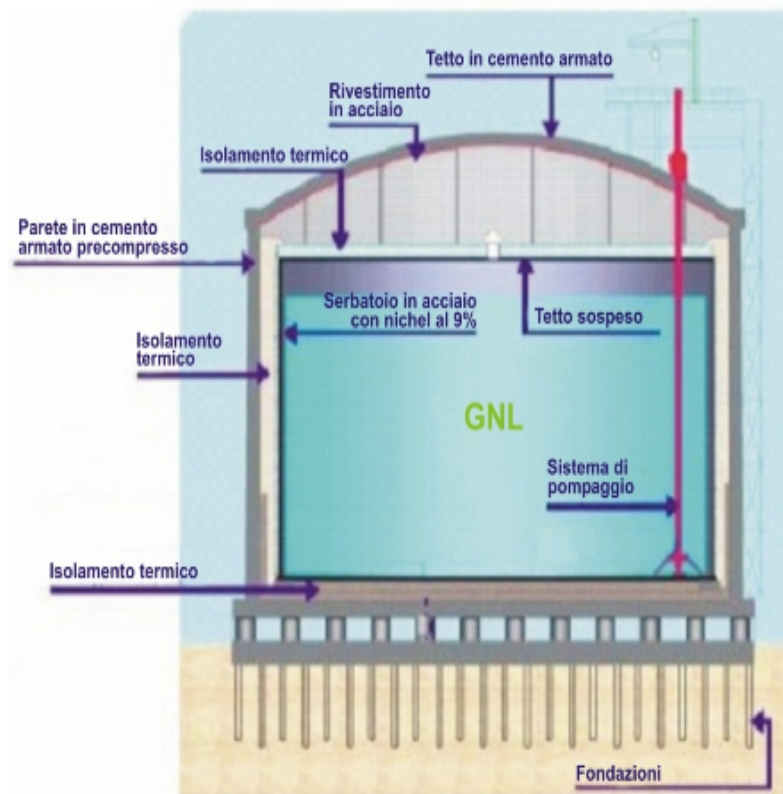


Figura 2.9 – Schema di un serbatoio a doppio contenimento totale.

Gli impianti per il carico, lo scarico e il maneggio del carico sono:

1. Un impianto costituito da un sistema di tubazioni collegate a pompe sommerse poste sul fondo delle cisterne, con la parte motrice situata in coperta;
2. Un impianto di riliquefazione: ha lo scopo di riliquefare i vapori che inevitabilmente si formano nello spazio fra la superficie del carico e il tetto di copertura della cisterna (vapori di *Boil Off*); senza questo impianto, i suddetti vapori farebbero aumentare la pressione in cisterna, farebbero scattare la valvola di sicurezza e si disperderebbero nell'atmosfera. Poiché il processo, in certe condizioni è continuo, si correrebbe il rischio di arrivare nel porto di scarico senza carico. Il principio di funzionamento dell'impianto è il seguente: i vapori di *Boil Off* vengono compressi mediante un compressore, raffreddati in un condensatore mediante un liquido refrigerante (per eliminare il calore generato dalla compressione), e infine lasciati espandere nella camera di espansione, che in questo caso è la cisterna stessa. L'espansione produce l'abbassamento della temperatura necessario alla riliquefazione.
3. Un generatore di gas inerte secco.

Le operazioni che si effettuano nelle cisterne delle gasiere che trasportano un carico refrigerato sono:

1. La deumidificazione: si effettua con gas inerte secco, ed è necessaria per eliminare qualsiasi traccia di vapore acqueo dalle cisterne. L'acqua infatti, oltre a reagire pericolosamente con certi prodotti, congelerebbe sicuramente alle basse temperature alle quali si opera bloccando pompe, filtri, valvole e strumenti di misura.
2. L'inertizzazione: viene effettuata contemporaneamente alla deumidificazione. Lo scopo è quello di rendere inerte l'atmosfera delle cisterne. Viene spesso effettuata con azoto quando i composti presenti nel comune gas inerte possono reagire con i vapori del carico.
3. La gassatura: consiste nel sostituire nelle cisterne, al posto del gas inerte, i vapori del carico. Questa operazione è necessaria perché sia nella messa a freddo che durante il carico si deve usare l'impianto di riliquefazione per condensare i vapori del *Boil Off*; se in questi vapori dovesse esserci anche gas inerte esso, poiché non condensa alle temperature alle quali generalmente si opera, potrebbe contrastare la riliquefazione accumulandosi nel condensatore.
4. La messa a freddo: si effettua prima di iniziare il carico per ridurre gli stress alle cisterne causati da rapide variazioni di temperatura o da forti differenze della stessa fra il fondo e le altre parti della cisterna all'inizio del carico. La messa a freddo si può effettuare spruzzando un certo quantitativo di gas liquefatto attraverso una linea *spray* che termina sotto il tetto di copertura delle cisterne; lo spruzzo deve continuare fino a quando non si formi un certo strato di liquido sul fondo della cisterna. Resta evidente che se si vuole effettuare la messa a freddo in mare (cioè prima di arrivare nel porto di carico) bisogna avere a bordo un certo quantitativo di carico come rimanenza del viaggio precedente o stoccata in apposite cisterne di dimensioni più piccole in coperta.

Prima di arrivare in porto bisogna accertarsi del buon funzionamento degli impianti, in particolare delle valvole a chiusura rapida; bisogna approntare eventuali flange riduttrici e tutta l'attrezzatura antincendio. Prima di effettuare qualsiasi operazione il comandante scambia reciproche informazioni con il rappresentante del terminale; in particolare, il comandante deve avere informazioni precise sulla pressione e sulla temperatura alle quali si trova il carico nei serbatoi a terra e sulla necessità di collegare una linea di ritorno vapore; infine bisogna stabilire la portata di carico.

Lo scarico si effettua con i mezzi di bordo: pompe sommerse e compressori.

Se necessario, per evitare il vuoto in una cisterna, man mano che si scarica si possono introdurre in essa i vapori prelevati da un' altra cisterna o da terra attraverso una linea di ritorno.

Alla fine dello scarico, si rimuovono anche i vapori rimasti in cisterna; essi sono inviati a terra direttamente con il compressore oppure, previa riliquefazione, con le pompe dello *stripping*.

L'indicazione della totale scarica dei vapori è fornita dai manometri: quando la pressione in una cisterna scende al di sotto di un certo valore, significa che essa può considerarsi vuota.

Si deve inoltre considerare che la navigazione deve essere regolamentata nel tratto di mare adibito allo scarico, al fine di evitare collisioni tra navi.

Capitolo 3

Analisi del rischio per un terminale di rigassificazione *Offshore*

Sulla base di quanto contenuto nella Direttiva 96/82/CE è dunque necessario sottoporre i terminali di rigassificazione ad analisi del rischio, al fine di elaborare il Rapporto di sicurezza. In questo capitolo verrà sottoposto ad analisi del rischio il *case study* riguardante un impianto di rigassificazione *Offshore*.

Le fasi fondamentali dell'analisi del rischio sono riportate nel seguente diagramma a blocchi (Figura 3.1):

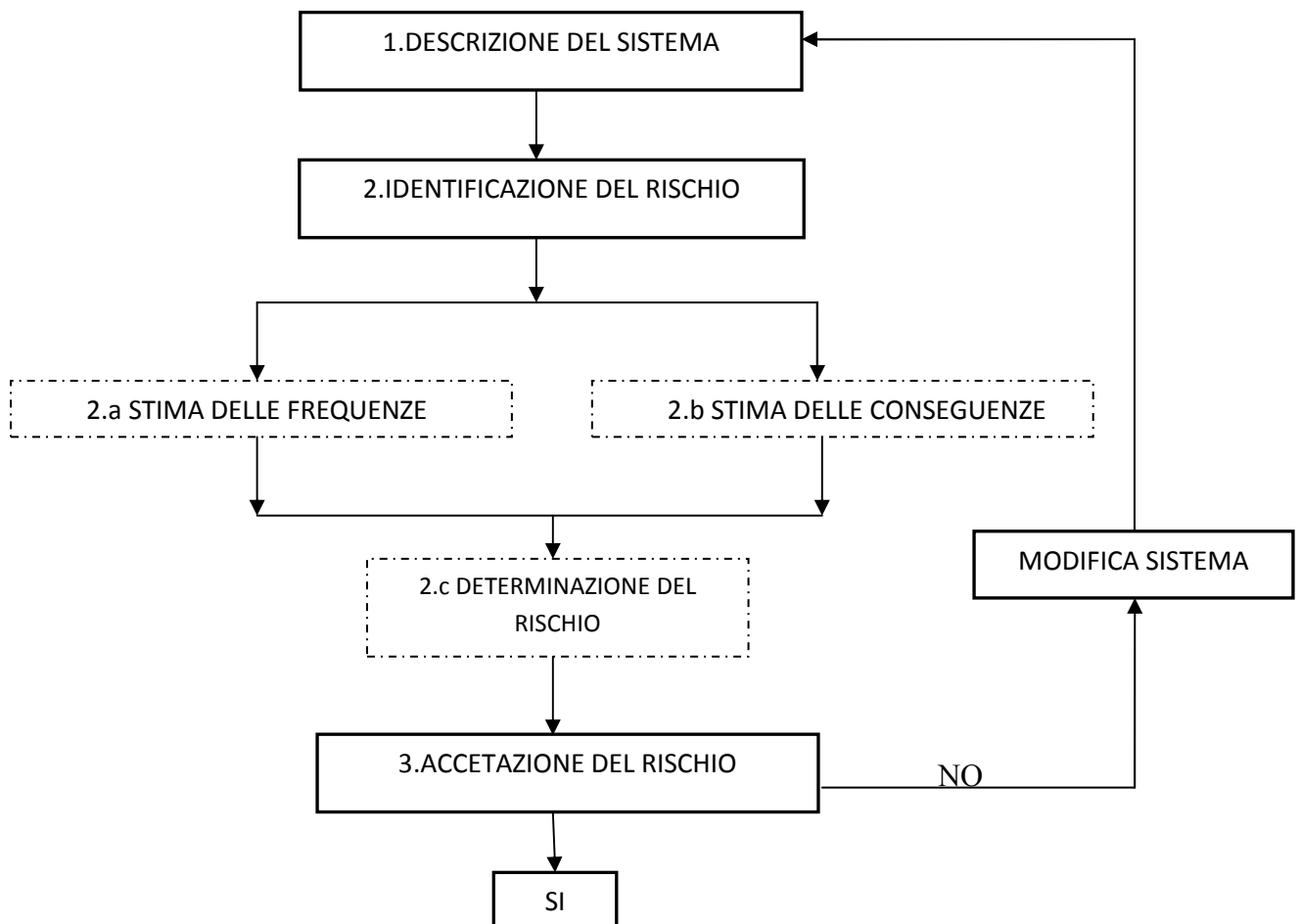


Figura 3.1 – Fasi fondamentali dell'analisi del rischio applicata al terminale di rigassificazione *Offshore*.

3.1 Descrizione del sistema

Il *case study* riguarda un terminale galleggiante (*Offshore*) per l'importazione, lo stoccaggio e la rigassificazione di GNL, localizzato in mare aperto, a 35 Km dalla costa, e in grado di fornire alla rete gas nazionale circa 5 miliardi di Nm³ di gas naturale all'anno.

Nel suo complesso tale terminale comprende:

- Una nave metaniera rigassificatrice – Unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU: *Floating Storage and Regasification Unit*).
- Una boa STL (*Submerged Turret Loading System*) collegata al PLEM (*Pipeline End Manifold*) sottomarino mediante *risers* (montanti flessibili);
- Un gasdotto sottomarino di raccordo per il trasferimento del gas naturale a terra.
- Un punto di connessione alla rete gas nazionale con una stazione di riduzione e misura (REMI).

Le due prime componenti fanno parte delle installazioni galleggianti, mentre le ultime due sono dette installazioni fisse.

La collocazione geografica del terminale e le sue connessioni a terra sono state decise sulla base della valutazione di diversi parametri:

- Distanza dei luoghi di consumo;
- Distanza dalla rete di trasporto nazionale;
- Profondità delle acque;
- Distanza dalla costa;
- Topografia della costa;
- Condizioni meteo – marine;
- Morfologia territoriale, vincoli urbanistici e ambientali;
- Disponibilità di adeguate aree per l'accesso;
- Integrazione dal punto di vista ambientale e della sicurezza;
- Conformità con la legislazione;
- Entità dei potenziamenti necessari per la rete nazionale di trasporto del gas.

La nave si trova a 35 Km dalla costa al fine di evitare impatti visivi. La collocazione prescelta è caratterizzata da una profondità delle acque di 60 metri, il che permette di operare in modo sicuro ed efficiente con qualunque tecnologia di boa.

Attorno alla nave è prevista un'area di sicurezza, interdetta alla navigazione e definita in accordo con l'Autorità Marittima Competente.

All'interno di un raggio di 500 m dal terminale non vi sono insediamenti o strutture di alcun genere. Il terminale di GNL *Offshore* è progettato in accordo agli standard e alle

leggi internazionali applicabili. I serbatoi, la struttura e i sistemi della nave FSRU sono classificati in accordo alle regole internazionali per le navi metaniere da un Ente Classificatore Internazionale riconosciuto. I sistemi di scarico sulla nave FSRU sono progettati in accordo con le specifiche riportate nello standard europeo EN 1474 *“Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas (LNG), Design and Testing of Loading/Unloading Arms”*. La progettazione del sistema di scarico GNL è realizzata per soddisfare le specifiche riportate nello standard europeo EN 1532 *“Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas (LNG), Ship-to Shore Interface”*.

Il terminale FSRU è soggetto alla Direttiva 96/82/CE in quanto nell’ambito dell’impianto *Offshore* viene realizzato uno stoccaggio di 170000 m³ di GNL, equivalente a circa 76500 tonnellate, superiori quindi alle quantità ammesse dalla direttiva nell’Allegato I Parte 1 (50-200 tonnellate). Tale terminale rientra inoltre nell’Allegato I Parte 2 di tale Direttiva perché il metano appartiene alla categoria di *“c) gas e liquidi estremamente infiammabili”*.

Il terminale è anche soggetto alla Direttiva 2003/105/CE (Seveso III), ovvero *“modifica delle direttiva 96/82/CE sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose”*, in quanto le attività svolte nell’impianto rientrano al punto 4 dell’Allegato A: *“stabilimenti per la produzione, la trasformazione o il trattamento di gas energetici, per esempio GPL, gas naturale liquefatto e gas naturale di sintesi”*. Specificatamente nell’impianto sono presenti le seguenti sostanze: Gas Naturale (metano), Diesel Oil (Gasolio) e Propano (Gianelli *et al*,2008).

Di seguito verranno analizzate più nel dettaglio le componenti della nave FSRU.

3.1.1 Unità di stoccaggio e rigassificazione

L’unità di stoccaggio e rigassificazione è equipaggiata con unità di processo (sistema di rigassificazione) ed è connessa ad una boa ancorata al fondale marino. È stata progettata come una nave metaniera convenzionale, con l’aggiunta a bordo di un’unità di rigassificazione del GNL e di una torretta interna per l’interconnessione con il gasdotto sottomarino di raccordo. Il GNL viene trasportato con navi metaniere convenzionali, che dopo aver attraccato a fianco della FSRU, scaricano il GNL nei serbatoi della stessa per mezzo delle proprie pompe sommerse. Il trasferimento del GNL avviene attraverso i bracci di scarico. Il GNL è vaporizzato in continuo (compreso durante le operazioni di scarico) nelle unità di rigassificazione ed inviato alla rete nazionale di distribuzione.

Il sistema di ancoraggio è a *“singolo punto di ormeggio”* (SPM – *Single Point Mooring*). (Figura 3.2)

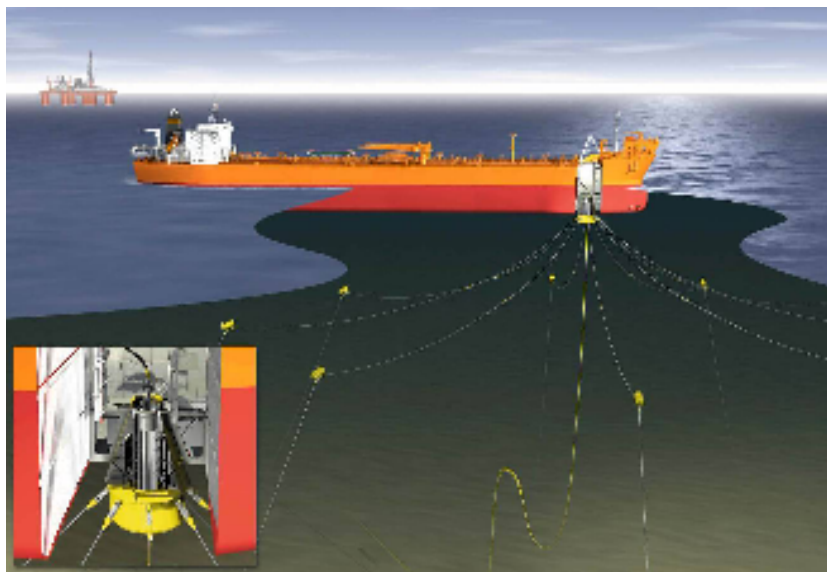


Figura 3.2 – Disegno schematico del sistema di ancoraggio della nave FSRU e dettaglio della boa Submerged Turret Loading System.

La nave viene disconnessa dalla boa e condotta in bacino di carenaggio per manutenzione ad intervalli regolari : ogni 5 anni per 2 mesi. Durante tale periodo la torretta di connessione potrà ricevere temporaneamente navi metaniere rigassificatrici. Per quanto riguarda il sistema di controllo, lo scafo e la zavorra, la nave è dotata di un sistema di posizionamento dinamico (DP, *Dynamic Positioning*) per il controllo della rotta e delle operazioni di manovra durante la connessione/disconnessione alla boa di scarico. Un sistema di automazione integrato (IAS, *Integrated Automation System*) è installato in modo da automatizzare i controlli e monitorare le varie apparecchiature e installazioni sulla nave FSRU. Tale sistema prevede:

- Sistema di gestione dell'energia;
- Controllo generale;
- Controllo pompe;
- Controllo macchinari ed ausiliari;
- Sistema di trasferimento del carico;
- Sistema di compressione gas;
- Barriera di controllo di azoto;
- Monitoraggio della temperatura di contenimento del carico;
- Sistema di controllo zavorra;
- Sistema antincendio e nebulizzazione sul ponte;
- Monitoraggio del generatore di gas inerte;
- Sistema di controllo STL;
- Monitoraggio e controllo sistema rigassificazione.

Lo scafo della nave FSRU, come ogni nave metaniera, è doppio. Lo spazio fra lo scafo esterno e quello interno è suddiviso in compartimenti e utilizzato per la zavorra. Le dimensioni approssimate della nave vengono riportate in Tabella 3.1.

Tabella 3.1 – Dimensioni nave rigassificatrice

Lunghezza totale	300 m
Larghezza	50 m
Altezza ponte principale	30 m
Altezza pescaggio	12 m

Durante le operazioni di carico/scarico, la nave FSRU simultaneamente scarica o carica acqua di mare nei compartimenti di zavorra al fine di compensare parzialmente il peso del GNL movimentato. La densità del GNL (464 Kg/m^3) è circa la metà della densità dell'acqua di mare (1030 Kg/m^3), pertanto durante ogni operazione di carico e scarico, approssimativamente 60000 m^3 di acqua sono caricati e scaricati come zavorra. Le operazioni di zavorramento saranno eseguite in accordo ai requisiti del Codice Marittimo Internazionale e saranno fatte in contemporanea dalla nave FSRU e dalla nave metaniera per garantire che la loro posizione relativa resti all'interno dei limiti accettabili di lavoro del sistema di trasferimento (Gianelli *et al*,2008).

L'unità galleggiante è a sua volta suddivisa nei seguenti sistemi principali.

3.1.1.1 Sistema di processo – L'unità di rigassificazione

Il GNL viene trasferito dalle metaniere attraverso le pompe presenti nelle metaniere stesse che forniranno la prevalenza necessaria per inviare il prodotto nei serbatoi di stoccaggio. Il processo di rigassificazione è principalmente composto da pompe a bassa pressione interne ai serbatoi e da quattro unità di rigassificazione che comprendono le pompe GNL ad alta pressione e i vaporizzatori con tecnologia a fluido intermedio (acqua mare/propano). Il processo di rigassificazione viene illustrato in Figura 3.3.

Le pompe interne ai serbatoi della nave FSRU (pompe a bassa pressione) spingono il GNL in un recipiente di aspirazione (*Suction Drum*) localizzato a monte delle pompe ad alta pressione sul ponte.

Le pompe BP sono poste sul fondo dei serbatoi, immerse nel GNL. Il pozzetto nel quale sono poste serve da condotto di aspirazione. Tali pompe sono alimentate ognuna da un motore elettrico integrato.

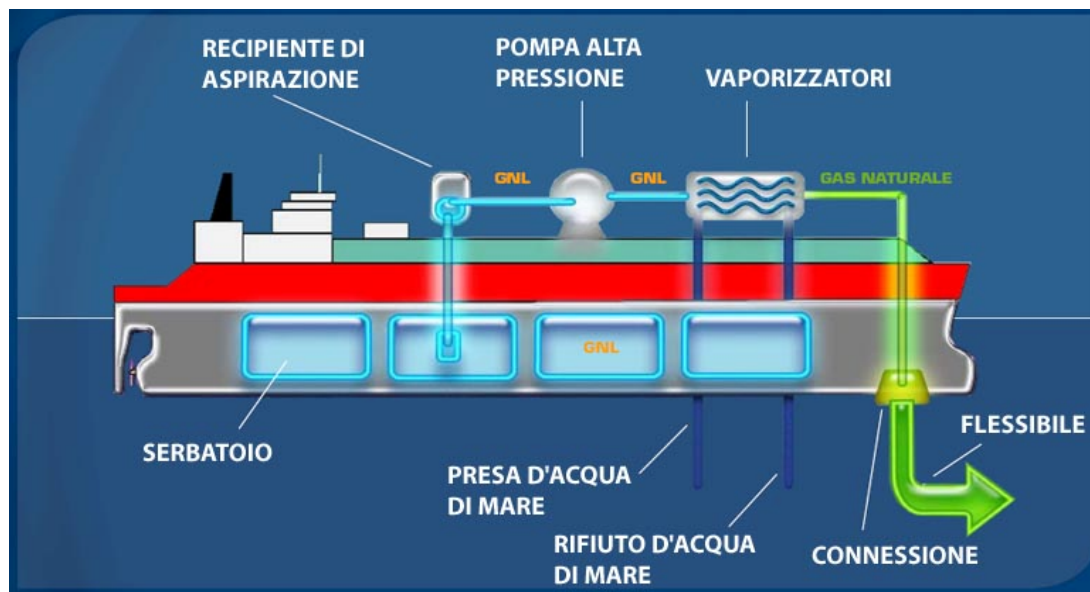


Figura 3.3 – Schema del processo di rigassificazione della nave rigassificatrice.

Ogni serbatoio è equipaggiato di due pozzetti per le pompe in modo tale che la pressione di mandata sia sufficiente a soddisfare la pressione di aspirazione delle pompe AP. La pressione di mandata delle pompe BP è dell'ordine dei 9 bar. La portata di ogni pompa è tale da assicurare la portata massima totale all'aspirazione delle pompe AP, pari a circa 1200 m³/h di GNL. I collegamenti all'interno dei serbatoi (aspirazione delle pompe sommerse BP) e l'aspirazione delle pompe AP sono assicurati da una rete di tubazioni criogeniche di diametro nominale pari a 300 mm (12'').

Ogni unità di rigassificazione è indipendente e contiene le pompe AP, i motori e gli scambiatori di calore necessari per la vaporizzazione stessa.

Ognuna delle 4 unità di rigassificazione è dotata di due pompe GNL centrifughe, criogeniche e ad alta pressione. La portata nominale di emissione di gas naturale dalla nave FSRU è assicurata dal funzionamento di tre unità di rigassificazione su quattro. La pressione di mandata, che dipende dalle condizioni di funzionamento e dalle caratteristiche del GNL, è di circa 100 bar relativi.

Le pompe sono progettate per operare a pieno regime in condizioni di mare aperto ed anche in condizioni avverse (beccheggio, rollio, movimenti oscillatori). Le pompe lavorano a velocità costante e la portata della mandata è gestita da una valvola di controllo.

Le tubazioni AP assicurano l'invio del GNL dall'uscita delle pompe AP verso i moduli di rigassificazione. Le tubazioni, a partire dall'aspirazione delle pompe AP fino all'entrata dei rigassificatori, hanno un diametro nominale pari a 300 mm (12'').

In Tabella 3.2 vengono riportate le caratteristiche principali delle pompe criogeniche.

Tabella 3.2 – Caratteristiche costruttive pompe criogeniche.

Temperatura operativa	-160°C
Densità GNL	470 kg/m ³
Capacità massima	210 m ³ /h
Prevalenza	2420 m
Pressione in aspirazione	5 bar
Pressione in mandata	100 bar
Potenza motore	1044 kW
Potenza nominale albero (470 kg/m ³)	954 kW

Il sistema di rigassificazione è configurato per lavorare con tre gruppi in parallelo e uno in riserva. Le caratteristiche di ciascuna unità di rigassificazione vengono riportate in Tabella 3.3. Il gas naturale (GN) che esce dai vaporizzatori passa attraverso la boa sommersa, connessa ovviamente alla nave, per raggiungere l'imbocco del gasdotto (PLEM). Dal PLEM il gas naturale raggiunge la costa attraverso un gasdotto di raccordo sottomarino.

Tabella 3.3 – Caratteristiche costruttive delle unità di rigassificazione.

Capacità singola unità	240000 Nm ³ /h
Lunghezza totale	10,5 m
Larghezza totale	8 m
Altezza totale	6 m

Come già detto l'unità di vaporizzazione è del tipo a fluido intermedio. Il GNL entra nell'unità di rigassificazione (Figura 3.4) a 100barg di pressione e viene rigassificato in tre fasi:

1. Scambiatore di calore a circuito stampato compatto (PCHE, *Printed Circuit Heat Exchanger*) del fluido riscaldante GNL/Propano: il calore viene ceduto al GNL dal propano che circola all'interno di un sistema chiuso. Il propano si trova a una temperatura di -7°C e allo stato gassoso. Nello scambiatore il propano viene condensato e ne esce allo stato liquido, qualche grado al di sotto della temperatura di ingresso del gas. Il GNL viene vaporizzato e riscaldato fino ad una temperatura compresa tra i -10 e i -20°C. Lo scambio di energia corrisponde al calore latente di condensazione del fluido intermedio (Propano).
2. Scambiatore di calore Propano/Acqua mare: il propano, sempre all'interno del sistema chiuso, viene pompato dalle pompe di ricircolo e riscaldato per mezzo dell'acqua di mare all'interno di uno scambiatore di calore in titanio, del tipo a

piastra semi saldata (*semi-welded*). All'interno di tale scambiatore il propano viene fatto evaporare per poi essere reimpresso nello scambiatore di calore GNL/propano allo stato gassoso (da -12°C a -7°C). L'acqua di mare scaricata, utilizzata nello scambiatore, subisce un salto termico di circa 8°C , raffreddandosi. La portata d'acqua necessaria per il funzionamento di 3 unità di vaporizzazione è dell'ordine dei $14000\text{ m}^3/\text{h}$. La temperatura minima dell'acqua di mare necessaria per il buon funzionamento del vaporizzatore è di 5°C .

3. Scambiatore a fascio tubiero (*Shell & Tube*) GN/Acqua mare: il gas naturale ad alta pressione viene riscaldato in modo tale da portare la sua temperatura a valori al di sopra dei 0°C . Gli scambiatori a fascio tubiero sono adatti per i terminali *Offshore* in quanto il loro ingombro è ridotto e risentono poco dei movimenti della nave.

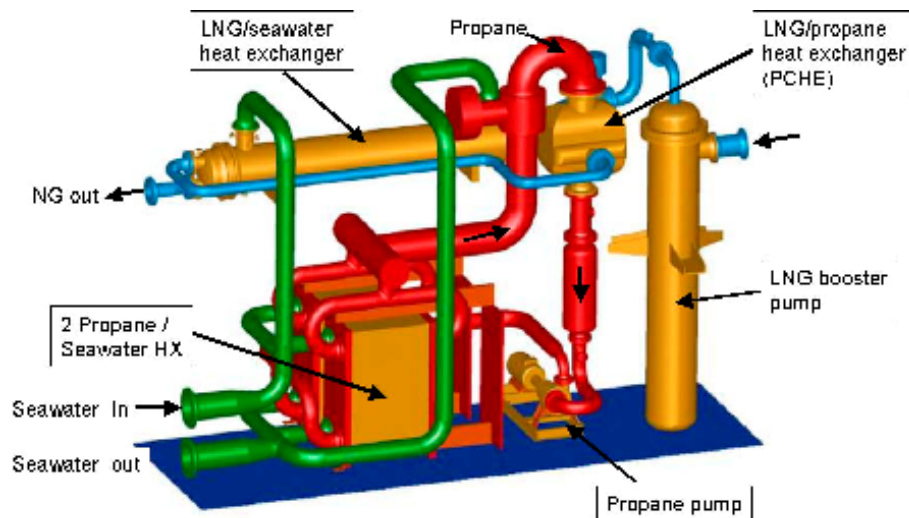


Figura 3.4 – Schema dell'unità di rigassificazione.

L'utilizzo di un fluido intermedio aumenta l'efficienza del processo ed evita lo scambio di calore diretto tra GNL e acqua di mare, non permettendo così la formazione di ghiaccio all'interno degli scambiatori.

Le portate vengono controllate attraverso la regolazione delle pompe del GNL.

Le apparecchiature della nave FSRU sono progettate per limitare il più possibile gli scambi termici tra il GNL, che si trova a una temperatura di circa -160°C , e l'ambiente circostante. Nonostante ciò è inevitabile la formazione all'interno dei serbatoi di stoccaggio del GNL di quantità non trascurabili di vapori di GNL (BOG – *Boil Off Gas*). Il gas di evaporazione (BOG) viene inviato attraverso compressori in parte al ricondensatore ed in parte all'alimentazione dei generatori di energia elettrica (motori “*Dual Fuel*”) come combustibile.

Il sistema infatti è progettato per riutilizzare o ricondensare il BOG prodotto. La corrente di GNL in uscita al ricondensatore, arricchita dei vapori di *Boil Off* ricondensati, viene mandata alle pompe di alimentazione dei vaporizzatori. L'eventuale eccesso di BOG prodotto nella nave in caso di condizioni anomale viene bruciato nell'unità di combustione gas (GCU – *Gas Combustion Unit*). (Gianelli *et al*, 2008)

3.1.1.2 Sistema di ancoraggio dell'installazione galleggiante alla torretta

Il sistema di ancoraggio previsto è del tipo SPM (*Single Point Mooring*) e prevede l'utilizzo di cavi di ormeggio ad ancore, e di una torretta attorno alla quale la nave è libera di ruotare di 360°. La nave è connessa alla boa STL la quale è ancorata al fondo marino (Figura 3.5). Il sistema di ancoraggio assicura due funzioni: l'ancoraggio dell'installazione galleggiante e il trasferimento del gas fra la nave FSRU e i *riser*. La boa è sommersa a una profondità di circa 30 metri al di sotto della superficie del mare. La profondità di tale struttura – 60 metri – è definita considerando la necessità di un ancoraggio affidabile e la possibilità di una traslazione verticale della boa in caso di disconnessione dalla nave.

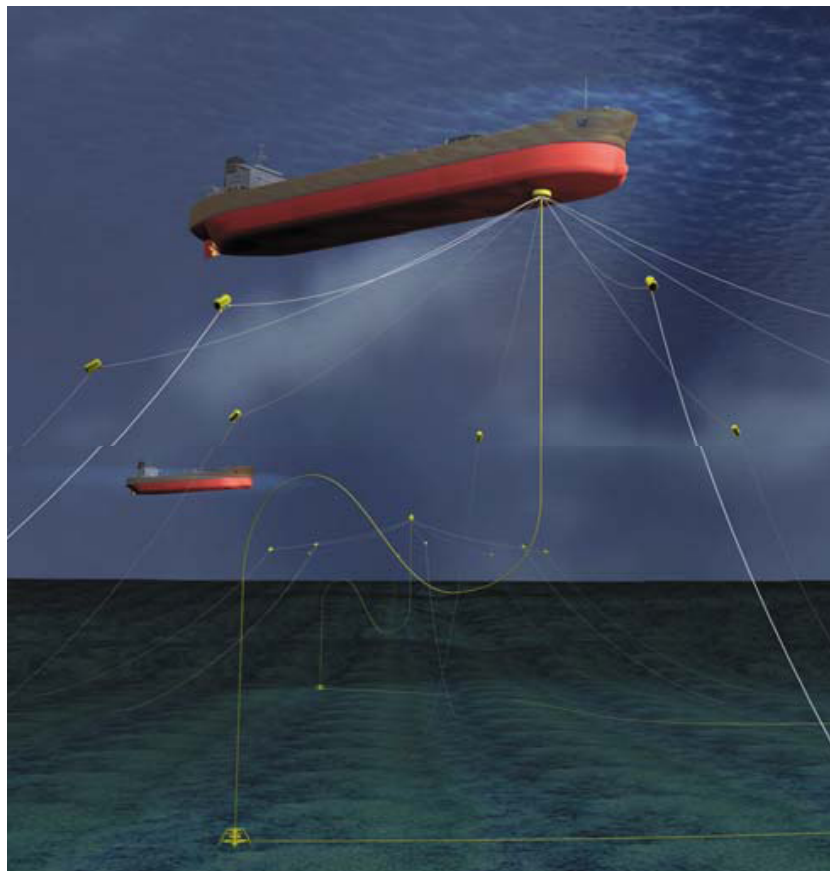


Figura 3.5 – Sistema di ancoraggio della nave rigassificatrice.

3.1.1.3 Sistema d'attracco fra la nave FSRU e la nave metaniera

La nave FSRU consente l'approdo e l'ormeggio al fianco di metaniera aventi una capacità massima di 160000 m³ ed una capacità minima di 70000 m³. Il numero di metaniere necessarie per soddisfare la capacità produttiva del terminale è compresa tra 56 e 120 metaniere per anno, a seconda della capacità delle metaniere stesse. Vengono impiegati rimorchiatori per favorire la manovra ed il posizionamento delle metaniere che riforniscono la nave FSRU; per tali operazioni è previsto l'utilizzo di un minimo di due rimorchiatori. Durante il trasferimento del GNL, un rimorchiatore resta in prossimità delle navi come misura di sicurezza.

In considerazione delle favorevoli caratteristiche meteo - marine dell'area di localizzazione, l'accosto delle metaniere è del tipo "fianco a fianco" con utilizzo di rimorchiatori. L'ormeggio delle metaniere viene realizzato mediante 16 funi di ormeggio.

3.1.1.4 Sistema di scarico del GNL dalla metaniera alla nave FSRU

Il trasferimento di GNL tra le due unità galleggianti viene attuato solamente dopo che la metaniera e la nave FSRU sono ormeggiate l'una accanto all'altra, in una configurazione detta "fianco a fianco".

Il sistema per il trasferimento di GNL prevede l'utilizzo del sistema "*STS (Ship To Shore) LNG Transfer System*" e l'uso di bracci rigidi di trasferimento. I bracci di carico rigidi sono costituiti da strutture articolate autoportanti comandate da martinetti idraulici che realizzano il collegamento idraulico tra la metaniera e la nave FSRU mediante una serie di tubazioni in acciaio inox rigide, collegate tra loro da snodi rotanti.

Sono presenti tre bracci da 405 mm (16") per il GNL e un braccio da 405 mm (16") per il ritorno dei vapori generati per "effetto pistone" e *Boil Off* durante le operazioni di scarico nella nave FSRU. Questo sistema a ciclo chiuso permette di mantenere l'equilibrio delle pressioni entro le due navi e la concentrazione dei gas nella condizione di non infiammabilità grazie all'assenza d'ossigeno.

La durata complessiva delle operazioni di scarico del GNL, comprese le operazioni di ormeggio, di scarico e di avvicinamento della metaniera, è stimata in circa 24 ore; l'operazione di trasferimento GNL dura dalle 14 alle 18 ore.

I bracci sono progettati in modo tale da rimanere in posizione di equilibrio in caso di disconnessione rapida. Questo permette anche di evitare ogni movimento di distacco brusco in caso di disconnessione rapida dei bracci riducendo il rischio di caduta di un braccio sul ponte della nave o sulle apparecchiature sottostanti.

In caso di emergenza, sia le linee di scarico GNL sia la linea di ritorno vapori possono essere isolate tramite valvole di isolamento a disconnessione rapida.

3.1.1.5 Sistema di stoccaggio

La capacità di stoccaggio della nave FSRU è ripartita come segue:

- numero di serbatoi: 4;
- capacità di stoccaggio totale: circa 170000 m³.

I serbatoi sono mantenuti ad una pressione relativa compresa tra 0.07 e 0.25 bar.

La temperatura del GNL nei serbatoi è pari a circa -163°C (la densità del GNL è circa 470 kg/m³).

Ciascun serbatoio è equipaggiato di valvole atte a prevenire gli eventuali effetti causati da sovrappressioni o depressioni nei serbatoi stessi. Queste valvole sono colettate al sistema di ventilazione (ne è previsto uno per ogni serbatoio).

La tecnologia di stoccaggio del GNL applicata è nominata “SPB” (*Self Support Prismatic type B*).

La progettazione dello scafo è in accordo alla regolamentazione internazionale per l'applicazione del Codice IGC (*International Gas Carrier*) che definisce le norme da seguire per la costruzione delle navi metaniere.

A causa dei movimenti relativi tra la nave metaniere e la nave FSRU e/o di condizioni meteorologiche avverse, possono insorgere problemi di manovra e posizionamento e può aver luogo il fenomeno dello “*sloshing*”.

Il termine “*sloshing*” è utilizzato per descrivere gli spostamenti del GNL all'interno dello scafo della nave quando quest'ultima è in movimento. In mare aperto, quale che sia la tecnologia di stoccaggio utilizzata, durante la fase di scarico o di carico della nave, il livello del GNL all'interno dei serbatoi varia con continuità e le sollecitazioni associate agli spostamenti dovuti a queste variazioni possono essere importanti. La tecnologia SPB prevista è concepita per sopportare le sollecitazioni dovute al fenomeno dello “*sloshing*”.

Nella Figura 3.6 è riportata un'immagine descrittiva della tecnologia di serbatoi SPB.



Figura 3.6 – Sistema serbatoi di stoccaggio del tipo *Self Support Prismatic type B*.

Il serbatoio di stoccaggio SPB è una struttura piatta, irrigidita in lega di alluminio o acciaio (*stainless*) al 9% Nichel, coperta da un isolamento e sostenuta da appoggi cuneiformi in speciale legno rinforzato.

Il serbatoio ha una divisione longitudinale al proprio interno, costituita da una paratia stagna, ed una divisione trasversale realizzata con paratie forate. Queste paratie riducono i movimenti e l'effetto di sbattimento del GNL (effetto “*sloshing*”), permettendo il riempimento dei serbatoi senza limiti operativi. Il sistema di isolamento è realizzato in pannelli prefabbricati di schiuma poliuretana coperti con PVC. Tale tecnologia di stoccaggio non necessita del controllo della pressione differenziale tra serbatoio e scafo. Inoltre il vuoto tra lo scafo interno ed il serbatoio viene utilizzato come spazio di ispezione, così da facilitare sia i controlli sia la manutenzione.

Gli spazi tra lo scafo interno e quello esterno vengono invece utilizzati per la zavorra ed hanno inoltre la funzione di proteggere il serbatoio nel caso in cui si verificano situazioni di emergenza come collisioni o arenamento.

I serbatoi della nave sono separati sia dagli altri compartimenti che tra di loro tramite compartimenti stagni trasversali; tutti i serbatoi hanno una sezione trasversale ottagonale che coincide con la carena interna di supporto.

Lo spazio destinato alla zavorra, attorno ai serbatoi di GNL, è diviso rispettivamente in due serbatoi doppi sul fondo e in due serbatoi laterali (verso il boccaporto e verso dritta). La zavorra scorre essenzialmente attraverso il dotto del tubo con valvole di zavorra d'acqua montate sulle teste della stiva (Gianelli *et al*, 2008).

3.1.1.6 Utilities

I sistemi descritti nel seguito sono di supporto al processo vero e proprio di rigassificazione e invio del GNL.

La *produzione d'aria compressa* è garantita da compressori. L'aria compressa a bordo della nave FSRU è utilizzata per la messa in funzione dei gruppi elettrogeni (30 barg), per la strumentazione (8 barg) per i servizi generali (8 barg). L'aria compressa è essiccata al fine di evitare tracce d'umidità nei circuiti.

L'aria compressa è necessaria per alimentare alcuni strumenti e per operare alcune valvole pneumatiche.

Le apparecchiature per la produzione d'aria compressa sono ridondanti e la rete ha a disposizione una capacità tampone.

Gli attuatori pneumatici delle valvole dispongono della capacità di effettuare almeno una manovra. Inoltre, le valvole pneumatiche principali dell'impianto sono progettate “*fail safe*”, corrispondente ad una posizione di completa apertura o chiusura, in funzione del loro servizio.

L' *unità di Elettroclorurazione* è necessaria per evitare lo sviluppo di organismi (molluschi, mucillagini, ecc.) sulle tubazioni di acqua di mare necessaria sia per il funzionamento della nave FSRU (zavorramento, raffreddamento, ecc.), sia per il processo di rigassificazione. L'ipoclorito necessario al trattamento dell'acqua viene prodotto, in un'unità apposita di produzione ipoclorito, per elettrolisi dell'acqua di mare.

Il *gas inerte* (miscela Azoto/CO₂) è utilizzato per prevenire la formazione di miscela esplosiva aria-gas durante operazioni temporanee che precedono l'introduzione di gas naturale o di aria all'interno delle tubazioni e dei serbatoi di GNL. La composizione del gas inerte prodotto è approssimativamente 85% azoto e 15% CO₂ con tracce trascurabili di vapore.

L'*azoto* (massimo 3% O₂) è usato principalmente per le seguenti operazioni:

- flussaggio degli spazi di isolamento tra i serbatoi di stoccaggio a membrana;
- flussaggio delle tenute dei motori elettrici e delle turbine dei compressori del BOG;
- spurgo delle tubazioni GNL e degli sfiati;
- spurgo delle tubazioni d'alimentazione gas ai generatori d'elettricità e all'unità di combustione gas (GCU);
- spurgo delle flange del collettore (operazione condotta prima di ogni connessione e disconnessione del sistema di trasferimento del GNL);
- pressurizzazione dei contenitori elettrici;
- spegnimento in caso di accensione accidentale dei gas ventati.

La nave FSRU è munita di due generatori di azoto, ciascuno dei quali è in grado di produrre il 120% dell'azoto necessario al funzionamento della nave FSRU in condizioni di funzionamento nominali. Le apparecchiature per la produzione d'azoto sono ridondate e la rete d'azoto dispone di una capacità tampone. Se l'indisponibilità di azoto dovesse durare non sono più assicurate la pressurizzazione delle custodie elettriche (rischio d'innesco) e il flussaggio della intercapedine dei serbatoi (per la rilevazione di eventuali perdite). In caso di indisponibilità dell'azoto, la vaporizzazione del GNL continua ma viene interrotto l'arrivo di navi metaniere.

La nave FSRU dispone inoltre di un *sistema di raffreddamento ad acqua e glicole* che serve a mantenere gli spazi trasversali situati tra i serbatoi (intercapedini) a membrana ad una temperatura superiore a +5°C.

La *produzione elettrica* necessaria al funzionamento della nave FSRU viene prodotta da gruppi elettrogeni. Questi gruppi elettrogeni sono composti da motori "Dual Fuel", la cui potenza prodotta è dovuta per il 99% da combustione del gas naturale proveniente per la maggior parte dall'evaporazione del GNL contenuto nei serbatoi di stoccaggio e

per il restante 1% alla combustione di una quantità molto ridotta di olio combustibile marino (MDO, *Marine Diesel Oil*).

All'interno della sala macchine dove sono posti i motori *Dual Fuel* è costantemente attivo un sistema di rilevazione gas.

In caso di *blackout* elettrico, le principali apparecchiature ed i servizi critici per il controllo del carico sono alimentati da un sistema UPS a batterie (*Uninterruptible Power Supply*). L'UPS deve alimentare la strumentazione e le apparecchiature più importanti, tipo il sistema di accensione del gas nell'unità di combustione gas. Il sistema UPS deve assicurare l'alimentazione della strumentazione, dei rivelatori di gas e di incendio, dei sistemi di controllo, dei sistemi di propulsione, del sistema ESD (*Emergency Shut Down*) e del sistema elettrico di controllo delle comunicazioni "Ship to Shore" (STS). Il sistema di rivelazione gas e fuoco il sistema d'allarme e quello di controllo sono alimentati dal sistema di emergenza UPS e sono anche connessi al pannello di distribuzione. In caso di *blackout*, il terminale deve andare in *shut-down* (interruzione dell'invio di gas naturale) e deve sospendere qualunque operazione di scarico da navi metaniere. Solo in tali circostanze il gas di *Boil Off* dai serbatoi di stoccaggio e dalle tubazioni di GNL, causato dal passaggio di calore attraverso gli strati isolanti, viene inviato alla unità di combustione gas. L'alimentazione di emergenza tramite sistema UPS che interviene in caso di *blackout* è in grado di riavviare tutti i generatori ed i sistemi e di alimentare le pompe antincendio di emergenza.

Nel caso di *mancata produzione di gas combustibile* le apparecchiature sono ridondate ed il gas combustibile può essere ottenuto per evaporazione del carico di GNL. In caso di indisponibilità persistente del gas combustibile, si hanno le seguenti conseguenze:

- fermata produzione energia elettrica;
- fermata fiamma pilota della GCU;
- se la mancanza gas combustibile avviene durante una fase di scarico, la portata può essere ridotta per evitare la possibilità di depressurizzazione.

L'acqua mare alimenta gli scambiatori gas naturale/acqua mare e gli scambiatori a piastre semi saldate propano / acqua mare.

In caso di *fermata del sistema di adduzione acqua mare* l'impianto deve andare in fermata e, pertanto, l'invio di gas naturale alla rete viene sospeso.

Il circuito propano è parte dell'unità di vaporizzazione ed è utilizzato come fluido intermedio fra l'acqua mare ed il GNL per evitare il congelamento.

In caso di *fermata del circuito del propano*, si attua il blocco dell'impianto e, pertanto, l'invio di gas naturale alla rete viene sospeso.

Il terminale richiede inoltre una accurata gestione delle zavorre per garantirne la stabilità. La gestione delle zavorre è pertanto assicurata da specifiche procedure

operative. Il sistema di zavorra è dotato di sistema di pompaggi ridondato. I serbatoi di zavorra sono protetti da rivestimento “*anti-fouling*” e sono soggetti a specifiche ispezioni durante le operazioni di manutenzione programmata in bacino.

Il pericolo principale legato a *guasti nel sistema di zavorramento* è associato alla possibilità di sovrappressione delle intercapedini attorno ai serbatoi di stoccaggio GNL, con conseguente invecchiamento prematuro delle strutture. In considerazione delle misure di sicurezza adottate, le conseguenze di anomalie nella gestione delle zavorre non conducono a perdita di stabilità della nave FSRU così come si esclude la possibilità di rilascio di GNL. Durante la fase in cui una nave metaniera è ormeggiata alla nave FSRU, uno scoordinamento nella gestione delle zavorre in condizioni meteo - marine avverse può provocare tensioni eccessive sugli ormeggi e la disconnessione dei bracci di scarico (Gianelli *et al*, 2008).

3.1.1.7 Dispositivi di blocco e allarme

I sistemi di blocco presenti al terminale si dividono in:

- sistemi meccanici diretti;
- sistemi di blocco elettro - strumentali.

I *sistemi meccanici* intervengono direttamente sulle macchine o sugli organi in movimento con accorgimenti previsti dai fornitori/costruttori delle macchine stesse.

I *sistemi di blocco elettro - strumentali* intervengono mediante sensori che superati definiti valori di soglia, agiscono automaticamente su sistemi predisposti per la messa in sicurezza degli impianti e delle apparecchiature. I sistemi di blocco intervengono allo scopo di evitare anomalie di impianto quali ad esempio sovrappressioni, sovratemperature, sovravelocità allo scopo di evitare che tali anomalie possano degenerare dando luogo a possibili condizioni di degrado/pericolo per l'impianto.

I sistemi di blocco sono costituiti da:

- sistemi di attivazione costituiti da soglie elettroniche (fine corsa, “*pressure switch*”);
- sistema di gestione che riceve i segnali, li elabora e trasferisce i risultati dell'elaborazione ai sistemi di attuazione;
- sistemi di attuazione che realizzano sull'impianto quanto richiesto dalle logiche di blocco (valvole a solenoide che azionano valvole di intercettazione o di sfogo, relè che arrestano od avviano motori elettrici collegati a compressori, pompe).

La protezione dell'impianto in situazioni di emergenza è affidata ad un sistema di arresto “di emergenza” (ESD - *Emergency Shut Down*), articolato su azioni di tipo automatico e manuale. Questo sistema, insieme ai sistemi di rilevamento incendio e fuga di gas e ai sistemi di estinzione automatici, riduce i rischi di incendio e di dispersione di vapori nell'ambiente. Il sistema ESD deve essere indipendente dal

sistema DCS (*Distributed Control System*) d'impianto e collegato al sistema di continuità UPS. Il sistema di protezione dell'impianto è organizzato su livelli gerarchici che forniscono diversi livelli di protezione. Il sistema ESD è basato su differenti livelli di intervento manuale (situazioni di maggiore criticità) e livelli di intervento automatico. I livelli di protezione individuati sono i seguenti (in ordine di gravità crescente):

- Livello 4 - ESD: Blocco di apparecchiature di processo

Questo livello comprende generalmente le funzioni automatiche previste per prevenire o ridurre danni a singole apparecchiature, perdita di produzione, sversamenti nell'ambiente, propagazione di un incidente con conseguenze più gravi. Le azioni previste, basate sulle misure di processo impiegate anche per il controllo dell'impianto, intervengono su apparecchiature specifiche e non comportano necessariamente la fermata dell'area dell'impianto in cui l'apparecchiatura è installata (esempio blocco di un vaporizzatore, di una pompa di mandata, etc.).

L'intervento automatico del sistema ESD è preceduto dall'attivazione di allarmi specifici sulla consolle operatore, che hanno la funzione di avvertire l'addetto della possibilità che una determinata situazione critica possa evolvere in una condizione di blocco.

- Livello 3 - ESD: Blocco di un'area di processo

Questo livello di emergenza comporta generalmente il blocco, rapido e in sicurezza, di un'intera area di processo (es. area pompe mandata GNL), per fornire protezione al personale, alle strutture dell'impianto e per prevenire o ridurre al minimo l'eventuale impatto ambientale derivante da perdite accidentali. Questo tipo di blocco è comandato manualmente dalla sala controllo del terminale oppure localmente. Dopo l'intervento delle valvole di sezionamento comandate dall'ESD è possibile eseguire il drenaggio manuale delle linee/apparecchiature interessate.

- Livello 2 - ESD: Blocco totale del processo

L'intervento di questo livello comporta generalmente il blocco di tutte le aree di processo (comprese le apparecchiature per lo scarico nave). Restano in esercizio i soli servizi generali e di emergenza della nave. L'azionamento di questo livello di protezione è manuale e può essere comandato unicamente dalla Sala Controllo.

- Livello 1 - ESD: Blocco totale del Terminale

Questo livello generalmente interviene unicamente in occasione di emergenze interne o esterne di grosse dimensioni (incendi rilevanti a rischio di propagazione, sversamenti di elevate quantità di GNL, etc.). Il blocco va ad interessare l'intero terminale compresi i servizi, ma ad esclusione del gruppo elettrogeno e dei sistemi di emergenza nonché delle utenze minime necessarie a mantenere attivo il terminale. Questo tipo di blocco

può essere comandato manualmente esclusivamente dalla Sala Controllo. Anche il gruppo elettrogeno di emergenza viene arrestato qualora venga rilevata la presenza di gas metano nella presa d'aria dello stesso. In questo caso i sistemi di emergenza vengono azionati dal gruppo di continuità a batteria (UPS) che continua a funzionare fino a totale esaurimento.

Nei casi in cui è richiesta una elevata affidabilità del sistema, vengono utilizzati sistemi ridondanti con adozione di specifiche logiche di intervento (es. uno su due o due su tre). Con l'intervento del sistema ESD possono essere arrestate le seguenti operazioni e/o segregate le seguenti aree: scarico nave, pompe immerse GNL e area serbatoi, compressori del BOG, ricondensatore, pompe di mandata GNL ad alta pressione e vaporizzatori, limiti di batteria e gasdotto. Gli specifici requisiti di isolamento e fermata dipendono dal tipo di evento scatenante e dal punto nel quale lo stesso si verifica.

Si possono verificare due tipi di intervento:

Blocco dello Scarico Nave: Tale blocco può essere attivato manualmente dalla nave FSRU oppure può attivarsi con sequenza automatica quando i bracci di scarico modificano la loro posizione, oltrepassando predefiniti valori limite di movimento (sovraccarico di primo livello). In questi casi interviene il sistema di blocco della nave FSRU, viene inviato un segnale di blocco alla nave e vengono arrestate le pompe di bordo di trasferimento del GNL, si chiudono le valvole di sezionamento sul collettore della metaniera e sulla nave FSRU, entra in funzione il PERC (*Power Emergency Release Coupling System*) che chiude le due valvole a sfera di blocco dei bracci di scarico (una lato nave FSRU, l'altra lato nave metaniera) tra loro sincronizzate.

Scollegamento Rapido Nave: Questo tipo di operazione può essere comandata manualmente, dalla nave FSRU o dalla nave metaniera, oppure può avviarsi automaticamente nel caso in cui i bracci di scarico risultino sollecitati da carichi eccessivi che potrebbero portare a rottura (sovraccarico di secondo livello). Entra in funzione in questi casi il PERC (*Power Emergency Release Coupling*) allo scopo di intercettare rapidamente i bracci di scarico, interrompendo il collegamento tra nave e terminale. A tal fine, il PERC aziona le valvole di sezionamento a chiusura rapida sulla nave metaniera; questa operazione può portare a condizioni critiche per l'impianto (colpi d'ariete, improvvisi cambi di pressione nelle tubazioni, ecc). Per evitare ciò, l'azionamento del sistema PERC comporta anche la fermata delle pompe della metaniera.

Il terminale è dotato di sistemi di rilevazione tali da attivare allarmi in presenza di una perdita di GNL e di gas naturale e segnalare la presenza di fumo o fiamme in caso di principio di incendio (Gianelli *et al*, 2008).

In particolare il terminale è dotato di:

- rivelatori di gas infiammabili;
- rivelatori di rilascio GNL o del freddo;
- rivelatori di incendio;
- rivelatori di fumo e di calore.

3.1.1.8 Sistemi di sicurezza e di protezione

Il sistema antincendio prevede apparecchiature antincendio ad acqua mare sul ponte della nave FSRU, *sprinkler* ad acqua negli alloggi, spruzzatori ad acqua nebulizzata nelle aree ad alto rischio, estintori a polvere e sistemi antincendio a CO₂ nella sala controllo macchine. È previsto:

- un sistema di *Emergency Shut-Down* (ESD system). Questo sistema è attivabile in remoto dalla sala controllo carico (*Cargo Control Room*) e dal ponte della nave FSRU;
- un sistema indipendente a velo d'acqua (*water cloud system*); questo sistema è installato nella zona di carico GNL e protegge la parete esterna della nave FSRU.

Sensori ed allarmi ad alta sensibilità sono installati presso ogni serbatoio di stoccaggio. È installato un *gruppo di continuità per la strumentazione* ridonato per il DCS (*Distributed Control System*) ed altre utenze critiche nella sala controllo dell'impianto tra cui:

- impianti di rilevamento gas e incendio;
- sistema ESD e di drenaggio;
- sistema di allertamento personale;
- sistemi di telecomunicazione.

Per il comando locale di ciascun motore è installata una stazione di comando “manuale automatico - spento” e “start-stop”. Nella posizione “manuale” il comando del motore è affidato alla stazione di manovra locale. Nella posizione “automatico” il comando del motore è affidato al sistema DCS dell'impianto.

Il Terminale è dotato di protezione contro i fulmini, basato su i seguenti principi:

- realizzazione di equipotenzialità tra tutte le strutture metalliche per mezzo di una rete a maglie collegata allo scafo della nave;
- realizzazione di gabbie di Faraday attorno alle apparecchiature (edifici, cavi etc);
- controlli sulle installazioni, sia periodici che in caso di allerta fulmini, sulle apparecchiature più sensibili del Terminale.

È inoltre installato come misura di protezione un dispositivo di estinzione fisso a polvere su ogni scarico delle valvole di sicurezza dei serbatoi, per spegnere eventuali inneschi di un rilascio di gas dalla valvola.

La protezione contro i fulmini è conforme a codici e/o norme appropriate quali ad esempio NF C 17 100 e NF C 15 100.

Sistemi di protezione catodica sono inoltre forniti per la protezione da corrosione di strutture metalliche sommerse, se necessario.

Collegamenti a terra e a massa, progettati per proteggere personale e apparecchiature, sono applicati a tutte le parti metalliche non conduttrici di corrente delle apparecchiature elettriche principali tra cui gruppo di comando, avviatori, pannelli di controllo, casse trasformatori, motori, gruppi elettrogeni ecc.

Tutte le principali apparecchiature elettriche sono collegate all'impianto di terra principale attraverso almeno due linee in derivazione separate.

Le strutture sono concepite e dimensionate per garantirne la stabilità a fronte di venti violenti e per evitare il rischio di caduta sulle apparecchiature che trattano gas.

In aggiunta alle misure progettuali e costruttive, sono applicate le seguenti misure organizzative:

- divieto di utilizzazione di gru in caso di condizioni limite di vento;
- le gru sono utilizzate, in qualsiasi condizione di vento, il più lontano possibile da apparecchiature sensibili, quali quelle della zona di trasferimento GNL;
- fermata delle gru durante le operazioni di carico GNL.

Per quanto riguarda il rischio di caduta dei bracci di carico, sono previste le seguenti misure di sicurezza:

- la procedura di carico indicherà le condizioni limite di carico;
- in caso di necessità, i dispositivi di allontanamento rapido della nave e di disconnessione rapida dei bracci permettono l'allontanamento in emergenza della nave in condizioni di sicurezza. Un allontanamento in emergenza può essere attivato in caso di incidente sulla nave FSRU con possibile impatto sulla nave, o in caso di avverse condizioni meteorologiche;
- presenza di un rimorchiatore pronto ad intervenire.

Sistemi di sicurezza sono previsti a protezione di tutte le apparecchiature che possono presentare un rischio di sovrappressione interna. Tali dispositivi riguardano apparecchiature di processo e parti di impianto che possono essere intercettate in emergenza e possono presentare sovrappressioni a causa di fenomeni di espansione termica dei fluidi contenuti. I sistemi di protezione da sovrappressione sono progettati seguendo gli standard applicati nell'industria petrolchimica e tenendo conto delle

condizioni climatiche locali. I sistemi di sfiato (*vent*) ed il sistema di combustione gas sono progettati in accordo ad API RP 520 Parte I, II e ad API RP 521.

Ove è necessario garantire l'operatività degli impianti sono installate delle valvole di sicurezza ridondate, dotate di adeguati sistemi di interblocco in modo da garantire che le necessarie valvole di sicurezza siano sempre in servizio. La prevenzione del fenomeno del *rollover* è affidata ai seguenti dispositivi:

- misure per evitare l'insorgere di stratificazione: controllo delle caratteristiche delle differenti qualità di GNL introdotte nei serbatoi;
- misure per rilevare l'insorgere di una stratificazione: misure dell'invecchiamento del GNL contenuto nei serbatoi;
- misure per impedire la stratificazione, prima che possa assumere caratteristiche di pericolosità: svuotamento del serbatoio o miscelazione del GNL.

Sono previsti rigorosi controlli della pressione della fase gassosa. Tutte le informazioni sono trasmesse in continuo in Sala Controllo e rilevate dagli strumenti locali durante i giri di ispezione.

In caso di aumento della pressione, vengono attivate le seguenti azioni in sequenza:

- gestione del gas evaporato tramite i compressori BOG
- invio del gas alla GCU;
- apertura delle valvole di sicurezza (sfiato a *vent*, su ogni serbatoio è presente un *vent*).

Le apparecchiature in pressione della nave FSRU rientrano nel campo di applicazione delle Normative sulle apparecchiature in pressione. Tutte le apparecchiature sono protette da valvole di sicurezza.

Ogni sezione isolabile è dotata di dispositivi per evitare un aumento di pressione:

- nella parte bassa, una valvola di drenaggio per consentire il drenaggio per gravità della sezione;
- nella parte alta, di una valvola di espansione termica. Le valvole di espansione termica sono dimensionate in funzione della portata da evacuare, tenendo in conto anche l'apporto termico da incendio.

La motorizzazione delle valvole è progettata per evitare sovrappressioni dovute al colpo d'ariete causato dalla manovra della valvola.

Il circuito ad alta pressione GNL è dotato, in aggiunta ai dispositivi sopra descritti, di un sistema di decompressione rapida.

Le parti di impianto a bassa pressione collegate a sezioni ad alta pressione sono protette da valvole di non ritorno o da dispositivi che consentano la caduta di pressione (ad es. orifici tarati). In generale un terminale GNL è un impianto che in condizioni operative non ha emissioni verso l'esterno.

Le fonti di possibili emissioni inquinanti sono rappresentate dalla *Gas Combustion Unit* (GCU) e dalla preparazione delle apparecchiature per la manutenzione. La GCU viene usata solo in situazioni di emergenza.

Durante l'esercizio normale non sono previste altre emissioni, tranne quelle fugaci, poiché tutto il metano proveniente da *Boil Off* sarà recuperato mediante compressori. Nel caso in cui i compressori siano fuori servizio, qualsiasi perdita di gas naturale a bassa pressione viene raccolta e convogliata alla GCU. Solo lo sfiato di emergenza dalle metaniere e dei vaporizzatori viene diretto verso sfiati atmosferici.

Gli eventuali sfiati ad alta pressione possono essere causati dalla compressione del *Boil Off* o dalle sezioni di erogazione di GNL rigassificato del processo, oppure dalle valvole termiche di sicurezza nel caso in cui una sezione risulti bloccata e debba sfiatare una sovrappressione. Gli sfiati ad alta pressione vengono convogliati verso un sistema apposito. I collettori di sfiato a bassa pressione si riuniscono a monte del separatore di condensa e confluiscono alla GCU. La GCU è progettata e posizionata in modo tale che la velocità e l'altezza di rilascio dei prodotti di combustione siano sufficienti per garantire che il personale e le attrezzature del terminale non siano esposti a radiazioni termiche pericolose. Le valvole sono installate in modo da essere adeguatamente controllate e provate in accordo alla normativa vigente.

Tutte le superfici metalliche delle apparecchiature, delle tubazioni e delle strutture sono protette contro la corrosione mediante verniciatura, realizzata tenendo conto delle atmosfere saline ed aggressive (UNI EN 1473).

La bassa temperatura del GNL impone la separazione della zavorra di acqua mare dai serbatoi GNL. L'intercapedine tra serbatoi di zavorra e di GNL è mantenuta libera da umidità. La parete metallica dei serbatoi è realizzata in acciaio inossidabile.

La corrosione, normale in ambiente marino, può quindi essere possibile unicamente sullo scafo, i serbatoi di zavorra, le installazioni di trasferimento sul ponte.

Il pericolo legato all'ambiente salino è legato alla perdita delle caratteristiche meccaniche dello scafo o delle sovrastrutture in acciaio.

Per tutte le strutture soggette a corrosione salina (zona di scarico, supporti tubazioni etc) vengono adottate le seguenti misure di protezione:

- Realizzazione in concezione "marina";
- Costruzione secondo specifiche rigorose;
- Rivestimento anticorrosivo (verniciatura, etc);
- Protezione catodica delle infrastrutture più esposte;
- Ispezioni regolari delle strutture;
- Manutenzione preventiva.

In caso di corrosione significativa è prevedibile una perdita di funzionalità del sistema di zavorra. I serbatoi di zavorra sono protetti da corrosione mediante utilizzo di acciaio di qualità adeguata, di un rivestimento anticorrosivo (verniciatura, *anti-fouling*) e mediante anodi sacrificali.

I recipienti in pressione sono protetti attraverso l'utilizzo di acciaio galvanizzato o verniciato, rivestimenti esterni per le tubazioni all'aperto, protezione catodica passiva (mediante applicazione di un rivestimento esterno che isola il metallo dall'ambiente esterno) e protezione catodica attiva.

Per le installazioni sul ponte, la prevenzione dalla corrosione è assicurata dall'utilizzo di sovrassessore di corrosione per le tubazioni e da verniciatura.

Le sostanze chimiche necessarie all'esercizio dell'impianto presenti al terminale sono in quantità minime. Sono depositate in aree ben definite; le sostanze acide sono separate dalle basiche, la pavimentazione è adeguata, eventuali sversamenti vengono raccolti ad un sistema di drenaggio e nei pressi sono presenti le necessarie protezioni per il personale.

Le tubazioni sono progettate in modo da impedire qualsiasi rischio di perdita dovuto a corrosione durante la vita dell'impianto.

Molteplici misure di sicurezza vengono adottate in occasione dello scarico. Comunicazioni scritte sono stabilite tra la nave metaniera e la nave FSRU per definire precisamente i principali parametri dello scarico e le informazioni necessarie alla sicurezza. Prima dell'inizio dello scarico, l'elenco dei controlli di sicurezza è compilato congiuntamente dal personale di bordo della metaniera e dal responsabile della nave FSRU. È realizzata una comunicazione via cavo per gli scambi di informazioni metaniera/ nave FSRU. Questo sistema consente, fra l'altro, la possibilità di stabilire una fermata d'emergenza dello scarico.

I bracci di scarico (GNL e gas) sono inertizzati con azoto prima della connessione. Il braccio gas viene collegato per primo. L'inizio dello scarico del GNL è condotto a portata ridotta in modo da garantire un raffreddamento sufficientemente lento dei bracci e degli impianti. Ciò permette di limitare la portata di vaporizzazione ad un valore inferiore alla capacità di gestione del sistema BOG. I supporti d'acciaio possono perdere la loro resistenza piuttosto rapidamente quando vengono riscaldati a temperature comprese tra i 450°C e i 580°C. Oltre ai supporti ed alle strutture di sostegno, anche i sistemi di alimentazione e le apparecchiature critiche di controllo dell'impianto possono perdere funzionalità o non essere più operative in seguito ad un incendio.

Sistemi di protezione passiva per proteggere le strutture in acciaio, i cavi e i sistemi critici dagli effetti di un incendio sono adottate dove necessario.

Lo scopo dei sistemi passivi di protezione dagli incendi è:

- minimizzare la possibilità di crollo, in caso di incendio, delle strutture in acciaio che sostengono le apparecchiature contenenti materiali infiammabili, il cui rilascio aggraverebbe l'intensità dell'incendio e i pericoli legati all'estinzione dello stesso, rendendo più pericolose le eventuali attività di evacuazione del personale;
- proteggere le apparecchiature “critiche” per la sicurezza per un periodo sufficiente a consentire loro di eseguire la loro funzione.

A questo riguardo, in particolare, è necessario che le valvole di blocco del sistema ESD e le valvole di drenaggio garantiscano la funzionalità durante e dopo l'eventuale attivazione di un'emergenza. Tali valvole sono progettate per chiudere in 30 secondi e per resistere per 90 minuti in caso di incendio o esplosione di progetto. I sistemi ESD e di drenaggio hanno la funzione di ridurre la durata e le dimensioni di eventuali *Jet fire* depressurizzando le linee e le apparecchiature interessate. Qualsiasi cablaggio che riguardi apparecchiature critiche per la sicurezza e che passi attraverso zone in cui possono verificarsi *Jet fire* o *Pool fire*, deve essere in grado di resistere all'incidente per 3 ore. Sono previste protezioni per evitare, per quanto possibile, che in caso di incendio all'interno di un'area di processo si verifichi il cedimento sia di tubazioni e apparecchiature contenenti gas naturale ad alta pressione e/o GNL, sia quello dei loro sostegni/supporti. Per questo motivo sono realizzate una protezione passiva dal fuoco almeno per la gonna di sostegno del ricondensatore, per il serbatoio del propano e per le strutture di supporto delle tubazioni principali (Gianelli *et al*, 2008).

3.1.1.9 Impianti di trattamento, smaltimento ed abbattimento

Trattamento e depurazione reflui: Per quanto riguarda il *drenaggio* e l'*acqua di processo* le aree della nave FSRU sono progettate per convogliare ogni rilascio di liquido utilizzato negli impianti. Tutte le apparecchiature sono posizionate in modo da garantire la raccolta di possibili rilasci o di perdite accidentali di liquido. Non sono utilizzate grandi quantità di olio lubrificante per le apparecchiature del Terminale e i possibili rilasci non hanno dimensioni tali da espandersi sull'area pavimentata e nel sistema di scarico. Questi rilasci vengono rimossi a mano. Normalmente l'olio non è presente nelle acque reflue e l'impatto ambientale dovuto a rilasci di liquido è considerato trascurabile. Nel caso in cui piccole quantità di olio siano presenti nel sistema di scarico a causa di forti piogge, queste vengono convogliate nelle condotte di drenaggio dove l'olio viene raccolto e trattato in un separatore acqua/olio e in sistema di separazione a flottazione. L'acqua piovana in eccesso riversa nel sistema di scarico e ricadrà in mare. Le *acque nere* sono trasportate a terra come rifiuto liquido per smaltimento in accordo alla Normativa vigente.

Smaltimento e stoccaggio rifiuti: I rifiuti solidi prodotti durante le normali operazioni vengono trattati secondo le Norme ed i Regolamenti Marittimi. Sono poi trasportati a terra per essere smaltiti secondo quanto previsto dalle Normative vigenti.

Abbattimento effluenti gassosi: Le fonti di possibili effluenti gassosi sono l'Unità di Combustione Gas (GCU), preparazione e pulizia di apparecchiature soggette ad attività di manutenzione, *vent.* L'Unità di Combustione Gas viene utilizzata solo in situazioni al di fuori delle normali condizioni operative. Comunque le emissioni risultanti da queste operazioni sono molto limitate. Durante il normale esercizio dell'impianto non sono previste particolari emissioni tranne quelle fugaci, poiché tutto il gas naturale proveniente da *Boil Off* viene recuperato mediante compressori. Se tutti i compressori sono fuori servizio, qualsiasi perdita di gas naturale a bassa pressione viene raccolta e convogliata in un sistema apposito di sfiato. Durante il normale esercizio non vi sono emissioni rilevabili in atmosfera.. Eventuali sfiati ad alta pressione possono essere causati da perdite di GNL rigassificato del processo o da valvole termiche di sicurezza nel caso in cui una sezione sia bloccata e debba sfiatare una sovrappressione.

Rilasci ad alta e bassa pressione sono mantenuti separati e riuniti solo a monte del separatore e inviati allo stessa GCU (Gianelli *et al*, 2008).

3.1.2 Torretta, Risers e PLEM

La torretta è dotata al suo interno di due montanti flessibili detti *risers*. A valle delle unità di rigassificazione, il gas naturale passa prima attraverso un flessibile situato all'interno della torretta, quindi attraverso i *risers*; quest'ultimi sono connessi al PLEM (*Pipeline End Manifold*) ancorato al fondo marino. Il PLEM è a sua volta collegato al gasdotto sottomarino di raccordo avente diametro pari a 710mm (28").

Le caratteristiche dei due *risers* sono:

- pressione operativa: 100 barg;
- diametro: 356 mm (14");
- lunghezza totale: 180 m.

Ciascun *riser* è ancorato al fondo marino ma è abbastanza flessibile da permettere alla torretta di spostarsi liberamente, limitatamente alla zona di spostamento prevista nel progetto. In Figura 3.7 si riporta un dettaglio del *riser* per il trasporto gas.

Il gasdotto di raccordo da 710 mm (28") che collega la nave FSRU alla stazione di consegna si compone di una parte sottomarina ed una a terrestre.

Tutte le installazioni fisse, che comprendono il gasdotto sottomarino di raccordo, il gasdotto di raccordo a terra e le installazioni a terra, sono conformi ai requisiti posti dalle normative in vigore (Gianelli *et al*, 2008)

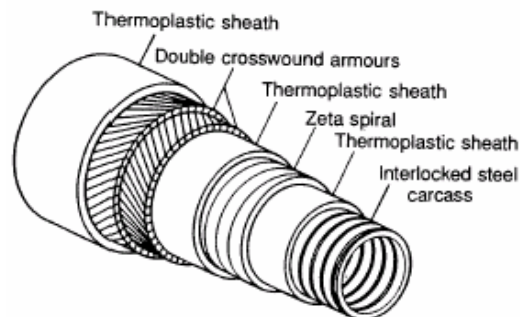


Figura 3.7 – Dettaglio costruttivo di un riser.

3.1.3 Gasdotto sottomarino e punto di connessione

I sistemi fissi (gasdotto sottomarino e punto di connessione) sono correlati al trasferimento del gas verso la costa attraverso un gasdotto sottomarino di raccordo ed ai sistemi a terra per l'immissione del gas nella rete.

I sistemi fissi si compongono di:

- PLEM (*Pipeline End Manifold*): una struttura sottomarina dotata di valvole che consente la connessione dei riser al gasdotto sottomarino di raccordo;
- gasdotto di raccordo per il trasferimento del gas alla rete nazionale, composto da una sezione sottomarina lunga circa 34 km e da un gasdotto di raccordo a terra di lunghezza pari a circa 1 km.
- stazione di misura (Stazione REMI) che consente la connessione alla rete nazionale. (Gianelli *et al*, 2008)

3.1.4 Sostanze utilizzate, prodotte e movimentate

Per quanto riguarda le sostanze utilizzate, prodotte e movimentate il GNL ricevuto dall'Algeria (Arzew) ha una composizione molare media che viene riportata in Tabella 3.4:

Tabella 3.4 – Composizione media molare del Gas Naturale Liquefatto.

Componente	Unità	Composizione media
		Algeria – Arzew
Azoto	Mol%	0.5
Metano	Mol%	88.0
Etano	Mol%	9.0
Propano	Mol%	2.0
Più pesanti del C ₄	Mol%	0.5
TOTALE	Mol%	100.0

Il gas naturale viene movimentato e stoccato in fase liquida, vaporizzato ed inviato come gas metano alla rete nazionale di distribuzione.

Il propano è utilizzato per vaporizzare e riscaldare il GNL nel sistema di rigassificazione. Il gasolio è utilizzato per alimentare il generatore diesel d'emergenza e le pompe antincendio.

Le quantità massime effettive previste vengono riportate in Tabella 3.5:

Tabella 3.5 - Quantità delle sostanze presenti nel terminale e che rientrano nella direttiva SEVESO II.

Sostanza	Direttiva 96/82/CE Articolo 6 e 7	Direttiva 96/82/CE Articolo 8	Quantità presenti (t)		
			Totale (t)	Stoccato (t)	Impianto (t)
Allegato 1 Parte 1					
Gas liquefatti estremamente infiammabili e gas naturale					
Gas naturale liquefatto	50	200	78000	78000	-----
Propano			13,25	13,25	-----
Allegato 1 Parte 2					
6. Prodotti infiammabili					
Gasolio (olio Diesel)	5000	50000	4400	4400	-----

La quantità di GNL è stata stimata considerando una densità cautelativa di 464 Kg/m³.

La quantità di propano è stata stimata considerando una densità di 530 Kg/m³.

3.1.5 Dati meteorologici, meteomarini e ceraunici

L'analisi dei dati disponibili mostra che le condizioni ambientali più rappresentative per il sito della nave FSRU sono:

a) Vento

La categoria di stabilità di Pasquill è la 3F con una velocità del vento pari a 3 m/s.

Nell'area analizzata, il clima è principalmente influenzato dal vento nord-orientale freddo e secco e può facilmente raggiungere il regime di burrasca e persistere per 2 o 3 giorni. E' meno frequente e generalmente più debole in estate.

Venti da sud-est (Scirocco) e da sud possono anche raggiungere velocità elevate, ma generalmente non persistono a lungo.

I venti che più frequentemente si presentano nelle differenti stagioni sono elencati nel seguito:

- Inverno: NNE-NE con velocità massime pari a 16-18 m/s e NW 10-12 m/s;
- Primavera: SE e NW, con velocità massime pari a 10-14 m/s;
- Estate: NW con velocità massime pari a 10-12 m/s e NNE 12-14 m/s in Luglio ed Agosto; NNW-NNE e SE, con velocità massime pari a 12-14 m/s in Settembre;
- Autunno: SE e NW in Ottobre, NW-NE e SE in Novembre e NNE-NE e NW in Dicembre, con velocità massime pari a 18-20 m/s da NNE-NE.

b) Temperatura media annuale: 15°C;

c) Umidità relativa: 80%.

d) Temperatura marina superficiale

La temperatura marina superficiale presenta valori da un minimo di 9 - 10°C nei mesi invernali sino a un massimo di 25°C in estate.

e) Temperatura dell'aria

La temperatura dell'aria presenta valori medi attorno a 6 - 7°C nei mesi invernali. In estate la temperatura media è di 24°C.

f) Visibilità

La visibilità può essere molto ridotta da settembre a marzo, quando possono presentarsi nebbie dense. Questo fenomeno è particolarmente presente nella parte nord dell'area studiata.

g) Sismicità

Le installazioni galleggianti non sono soggette a rischio sismico. Il gasdotto e gli ancoraggi della nave sono comunque dimensionati per questo rischio. Le installazioni galleggianti sono situate in una zona a rischio sismico relativamente basso.

h) Correnti

Le correnti marine formano un percorso antiorario. La velocità media delle correnti è relativamente bassa, pari a circa 0,2 m/s. La velocità e la direzione delle correnti sono fortemente influenzate dal vento. Le correnti più elevate nel sito in cui si trova la nave FSRU hanno provenienza da SE, con velocità di circa 0,7 m/s.

- Correnti di Marea: Le correnti di marea sono deboli, con valori estremi di velocità di circa 0,13 m/s. La direzione di tali correnti è alternata tra SE e NW.
- Stato del Mare: Le condizioni di mare più frequenti vengono da est a sud-est, ma non sono generalmente molto severe. Non è raro che onde con altezza maggiore di 3 o 4 metri arrivino dalla direzione di nord-est, con singole onde che possono superare i 7 metri. Il periodo di picco è relativamente corto, inferiore ai 10 secondi. Lo Scirocco può incresparsi il mare dalla direzione di sud-est. I periodi di picco sono relativamente lunghi, fino a 12 secondi per condizioni estreme.

i) Fulmini

La frequenza media di fulminazioni a terra per anno e km² riferita alla regione in cui è situata la nave FSRU è pari a 1,5 fulminazioni/(anno·km²). (Gianelli *et al*, 2008)

3.2 Identificazione del rischio

È uno stadio fondamentale del processo e necessita di una accurata conoscenza del processo produttivo e delle caratteristiche delle componenti dell'impianto e delle sostanze manipolate.

L'identificazione del rischio si sviluppa nelle seguenti fasi:

- a) Definizione dello scenario incidentale: *Top event*
- b) Valutazione delle frequenze di accadimento
- c) Valutazione delle conseguenze
- d) Calcolo del rischio

Le metodologie che sono state utilizzate per l'identificazione del rischio sono:

- A. Analisi incidentale storica: metodo qualitativo che si basa sulla raccolta di tutti gli incidenti "simili" a quello ipotizzato e avvenuti su impianti uguali, in luoghi uguali e coinvolgenti la stessa tipologia di sostanze (come in questo caso Gas Naturale). Il settore industriale del GNL presenta ottimi precedenti per quanto riguarda la sicurezza in tutto il mondo. Ciò è dimostrato dal fatto che, sin dai suoi inizi circa 40 anni fa, sono stati portati a destinazione con successo più di 80000 carichi di GNL senza che si sia verificato un grave incidente che abbia provocato lo sversamento del carico. Inoltre non si sono verificati incidenti che abbiano provocato il cedimento di un serbatoio di GNL costruito con materiali adeguati o che siano originati da cedimenti strutturali dei serbatoi. I maggiori

incidenti relativi al GNL vengono riportati in Tabella 3.6. Sono stati evidenziati gli incidenti più significativi, descritti in maggior dettaglio nel seguito. In rosa sono stati evidenziati gli incidenti legati a impianti *Onshore* mentre in azzurro quelli relativi a impianti *Offshore* FSRU. (Maschio, 2007; Sabatini, 2007; <http://www.energy.ca.gov/>)

In Figura 3.7 vengono riassunti i risultati dell'analisi storica.

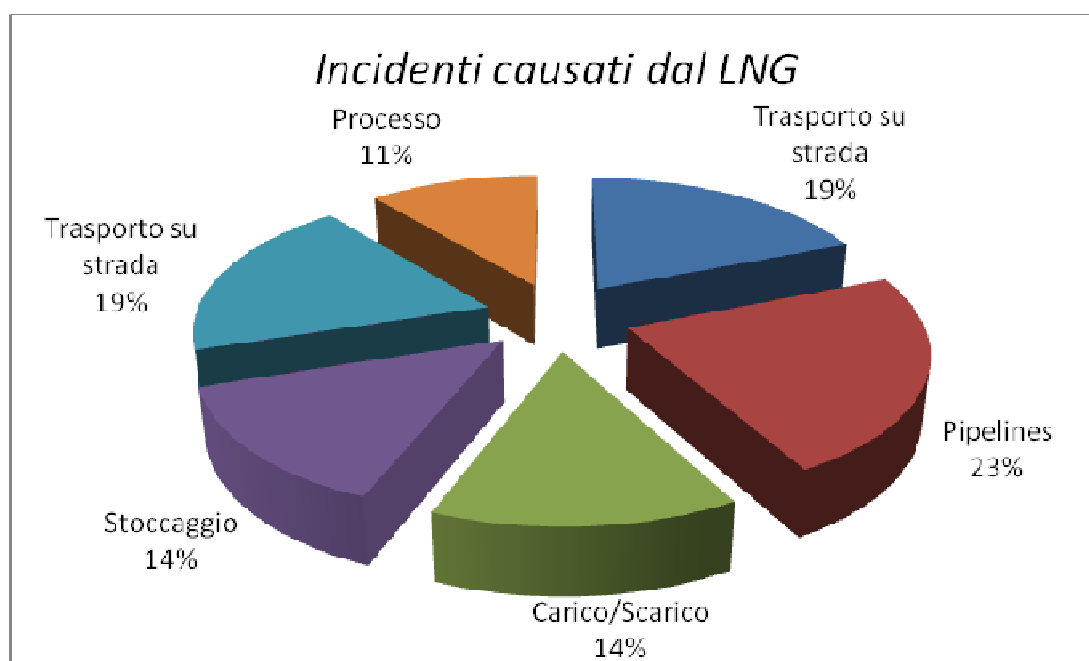


Figura 3.7 – Percentuali relative agli incidenti per le varie tipologie di trasporto del Gas Naturale Liquefatto.

È evidente che la maggior parte degli incidenti è avvenuta durante il trasporto del GNL via *pipeline*, nave o strada. Solo una piccola percentuale degli incidenti è avvenuta durante lo stoccaggio o fasi di processo. In ogni caso gli eventi correlati al trasporto di GNL generalmente hanno conseguenze limitate, spesso senza feriti o morti, ma solamente con danni strutturali alle navi o ai terminali.

Tabella 3.6– Analisi storica incidentale sui maggiori incidenti relativi al Gas Naturale Liquefatto.

Data incidente	Luogo	Stato della nave	Feriti/morti	Rilascio GNL	Commenti
1944	Cleveland (Ohio) Rigassificatore		130 morti 200 feriti	NA	Rottura di due serbatoi, <i>Flash fire</i> – Esplosione.
1965	Canvey Island (UK) Rigassificatore		1 ferito	Si	Rilascio di gas durante la manutenzione su una valvola nella linea in uscita dal serbatoio, incendio del GN.
1965	“Cinderella” Nave	Carico	-----	Si	Sovraccarico.
1965	“Methane Princess” Nave	Disconnessione dopo lo scarico	-----	Si	Rottura valvola.
1965	“Jules Verne” Nave	Carico	-----	Si	Perdita di GNL con conseguente sversamento. Rottura della copertura e del rivestimento del serbatoio.
1968	UK Rigassificatore		-----	No	Rimozione di un “ <i>Vapour lock</i> ” su una tubazione di GNL posizionata sopra un serbatoio di 12000 m ³ , una piccola quantità di prodotto cadde sul tetto provocando una fessurazione. Non si verificò alcun rilascio nell’ambiente grazie alla polmonazione con azoto.
1969	Portland (Oregon) Rigassificatore		-----	NA	Esplosione avvenuta prima della messa in esercizio dell’impianto e coinvolse un serbatoio di stoccaggio entro il quale alcuni operai stavano lavorando. Le valvole di intercettazione della linea erano state lasciate aperte permettendo l’ingresso del gas (non odorizzato) nel serbatoio. L’innesco del gas (probabilmente dovuto a una sigaretta) causò l’esplosione del serbatoio.

1970	“Negeschi” Nave	Navigazione	-----	Si	Serbatoi danneggiati da una tempesta.
1971	Panigaglia (La Spezia)		-----	Si	Rilascio di gas a seguito di un <i>rollover</i> . Questo provocò un aumento di pressione fino a 1,42 volte la pressione di progetto. I vapori di GNL vennero rilasciati in aria per oltre tre ore dalle valvole di sicurezza e dal <i>vent</i> , senza innescarsi. Il GNL si trovava sulla nave da circa un mese prima di essere trasferito al serbatoio di stoccaggio; la vaporizzazione subita durante questo periodo produsse una miscela più calda e densa di quella attesa. La sovrappressione interna fu contenuta e non vi furono danni strutturali.
1971	“Esso Brega” Nave Porto di La Spezia	Scarico	-----	Si	Aumento di pressione istantaneo nel serbatoio. GNL sottoforma di vapore scaricato dalle valvole e sfiati di sicurezza. Tetto del serbatoio leggermente danneggiato. No incendio. Scarico PSV.
1971	“Palmaria” Nave	Scarico	-----	Si	Sovrappressione.
1972	Montreal (Canada) Rigassificatore		5 feriti	NA	Esplosione in una camera di controllo.
1973	Staten Island (USA) Rigassificatore		40 morti	No	Incidente non correlato alla presenza di GNL. Durante le riparazioni, vapori associati al processo di pulizia diedero luogo a un incendio. Il fuoco causò un aumento di temperatura nel serbatoio (2200m ³), la quale portò ad un ulteriore aumento di pressione che provocò il distacco del tetto (spessore 15 cm) il quale andò a colpire gli operai.

1973	Canvey Island (UK) Rigassificatore		-----	Si	Rottura di uno strumento in vetro. Una piccola quantità di GNL spillò sopra una pozzanghera di pioggia con conseguente esplosione di vapori senza sviluppo di fiamme (Transizione di fase rapida – RPT).
1974	Massachusetts Nave		-----	Si	Perdita da valvola. Frattura rivestimento sul ponte.
1974	“Methane Progress” Nave	In porto	-----	No	Collisione con un'altra nave.
1974	“Methane Princess” Nave	In porto	-----	No	Collisione con il terminale.
1974	“Euclides” Nave	Navigazione	-----	No	Collisione con un'altra nave.
1975	Philadelphia		-----	NA	Non causato dal GNL. Una perdita di isopentano (fluido intermedio per il trasferimento di calore) provocò un incendio e bruciò l'intera area di vaporizzazione.
1977	Arzew (Algeria) Impianto liquefazione		1 morto	Si	Avaria di una valvola in alluminio a causa delle temperature criogeniche. Errata lega di alluminio nelle valvola sostituita. Rilascio GNL, no incendio del vapore.
1977	“Aquarius” Nave	Carico	-----	Si	Sovraccarico. Sversamento dal serbatoio.
1977	“Delta” Nave	Navigazione	-----	Si	Rottura valvola.
1978	Das Island (Emirati Arabi) Impianto liquefazione		-----	NA	Perdita di GNL sul fondo di un serbatoio con conseguente congelamento del terreno circostante; senza incendio.
1978	USA		-----		Esplosione e incendio di GNL in una parte dell'impianto. La linea che alimentava l'incendio fu intercettata con conseguente estinzione dell'incendio.

1979	Cove point (Maryland – USA) Rigassificatore			1 morto 1 ferito	Si	Esplosione all'interno di una stazione elettrica dell'impianto. Perdita di GNL attraverso una pompa per GNL, vaporizzò, passò attraverso 61 metri di condotto elettrico interrato ed entrò nella stazione. Considerando che la presenza di GNL non era mai stata considerata in tale parte dell'edificio, non erano presenti rilevatori. I circuiti elettrici a contatto con la miscela aria – GN diede luogo all'esplosione.
1979	“Mostefa Ben Boulaid” Nave	Scarico	-----		Si	Perdita da valvola. Rottura copertura.
1979	“Pollenger” Nave	Scarico	-----		Si	Perdita valvola. Rottura copertura del serbatoio.
1979	“El Paso Paul Kayser” Nave	Navigazione	-----		No	Incaglio. Gravi danni al fondo della nave, alle zavorre, ai motori e al fondo del sistema di contenimento .
1979	“Hoegh” Nave	Scarico	-----		Si	Perdita da valvola.
1980	“Libra” Nave	Navigazione	-----		No	Rottura dell'albero di ovra pres.
1980	“Taurus” Nave	In porto	-----		No	Incaglio. Gravi danni al fondo della nave e al sistema di zavorre.
1983	Bontag (Indonesia) Rigassificatore		-----		NA	Esplosione di uno scambiatore di calore.
1984	“Melrose” Nave	Navigazione	-----		No	Incendio in una sala macchine. Danni strutturali limitati alla sala macchine.
1985	“Bebatik” Nave	In porto	-----		No	Errore di manovra.
1985	“Isabella” Nave	Scarico	-----		Si	Avaria valvola. Sversamento carico. Rottura ponte della nave.
1985	“Gradinia” Nave	In porto	-----		No	<i>Steering gear failure.</i>
1988	Terminal Everett (USA) Rigassificatore		-----		NA	Perdita di 140 m ³ di GNL. No incendio.
1989	“Tellier” Nave	Carico	-----		Si	Rottura ormeggi durante l'attracco. Rottura scafo e ponte della nave.

1990	“Bachier Chiani” Nave	Navigazione	-----	No	Rottura strutturale dovuta allo stress e alla fatica nello scafo interno. Sollecitazione da parte delle onde.
1993	Indonesia		-----	NA	Perdita di GNL da una linea di scarico aperta durante un progetto di modifica della linea. Il GNL entrò nelle canalizzazioni di scarico le quali subirono una rapida espansione di che ovra pressurizzò e ruppe le canalizzazioni di scarico le quali furono gravemente danneggiate.
1996	“SNAM” Nave, Portovenere	In porto	-----	No	Problemi durante I test.
2002	“Norman Lady” Nave Stretto di Gibilterra	Navigazione	-----	No	Collisione con un sottomarino. In condizioni di equilibrio. Perdita di acqua di mare nell’area a doppio contenimento per i serbatoi.
2003	“Century” Nave	Navigazione	-----	No	Guasto meccanico.
2003	“Hoegh Galleon” Nave	Navigazione	-----	No	Guasto meccanico.
2003	Fos-sur-mer (Francia) Rigassificatore		-----	NA	Esplosione torcia.
2004	Trinidad Tobago Impianto Liquefazione		-----	NA	Esplosione di una turbina.
2004	Belgio		15 morti 200 feriti	NA	Esplosione pipeline.
2004	Skikda (Algeria) Impianto liquefazione		27 morti 74 feriti	NA	Perdita di GNL da una pipeline, effetto domino.
2004	“Tanaga Lima” Nave	Navigazione	-----	No	Riparazioni.
2004	“British Trader”	Navigazione	-----	No	Incendio elettrico.
2004	“Adrift” Nave	Navigazione	-----	No	Incaglio durante una tempesta.
2005	Nigeria		11 morti	NA	Esplosione pipeline.
2005	“Lieta” Nave	Navigazione	-----	No	Guasto meccanico.
2005	“LNG Edo” Nave	Navigazione	-----	No	Danno causato da vibrazioni trasmissione.

2005	“Disha” Nave	In porto	-----	No	Collisione con molo a causa del forte vento.
2006	Trinidad Tobago Impianto liquefazione		-----	NA	Perdita in linea da una guarnizione, esplosione.
2006	“Catalunya Spirit” Nave	Navigazione	-----	No	Danneggiamento dell’isolamento.
2006	“Golar Freeze” Nave	In porto	-----	No	Rottura durante l’attracco.

Di seguito verranno analizzati più in dettaglio alcuni tra gli incidenti più gravi legati al GNL.

- Esplosione di gas naturale a Cleveland (Est Ohio) - 20 Ottobre 1944

L’esplosione si verificò alle 14.30 del 20 Ottobre 1944 e causò la morte di 130 persone e la distruzione di 2.5 Km² della città di Cleveland, nell’est dell’Ohio.

Nell’impianto erano presenti 4 serbatoi, 3 dei quali erano sferici e presentavano una fascia di contenimento attorno alla parte centrale che permetteva di sostenere il peso del serbatoio e del suo contenuto. Il quarto serbatoio era invece del tipo auto-supportante e di forma cilindrica.

Fu proprio il serbatoio numero 4, contenente 2,5 milioni di m³ di GNL nell’industria East Ohio Gas Company, che iniziò a perdere vapore da una saldatura presente sulla parete laterale. Tale contenitore era stato costruito riducendo il contenuto in Nichel fino al 3.5% (gli standard odierni prevedono un contenuto pari al 9%). L’assenza di sistemi di contenimento secondari permise al GNL di fuoriuscire liberamente.

Il serbatoio era situato vicino al lago Erie, e il vento proveniente dal lago spinse la nube di vapore all’interno della città di Cleveland, dove si infiltrò nella rete fognaria attraverso i bacini di raccolta situati negli scoli lungo le strade. Come la miscela di gas venne in contatto con l’aria e diversi gas fognari, la miscela si incendiò. Nella conseguente esplosione i tombini vennero lanciati in aria e getti di fuoco eruttarono dalle linee fognarie verso le strade. Un tombino fu ritrovato a miglia di distanza dalla città di Cleveland.

Inizialmente si pensò che il disastro fosse limitato e la popolazione tornò a casa pensando che il pericolo fosse contenuto dai vigili del fuoco.

Alle ore 15.00 un secondo serbatoio esplose, causando la rottura di tutti i serbatoi dell’impianto. Ci fu uno sversamento di 43 m³ di GNL il quale evaporò istantaneamente e si incendiò. Le esplosioni e gli incendi continuarono a verificarsi, costringendo molte persone a ritornare nelle loro abitazioni dove credevano di essere al sicuro. Le abitazioni erano però inghiottite dalle fiamme e dalle esplosioni che erano risalite attraverso la rete fognaria fino nelle case.

Più di 600 persone si ritrovarono senza casa, 70 case, due industrie, numerose macchine e numerose miglia di paesaggio furono completamente distrutte (Figura 3.8). Dopo l'incidente la società cercò di riassicurare la fornitura di gas alle persone entro le 24 ore. L'incidente fu causato dalla bassa temperatura di infragilimento del mantello interno del serbatoio cilindrico. Il materiale con cui era costruito mostrava comportamento fragile alle temperature di stoccaggio del GNL (-162°C). In aggiunta, i serbatoi erano situati in prossimità di un impianto di stampaggio e della trafficata rete ferroviaria. Le eccessive vibrazioni causate dal passaggio dei treni e dalle presse per la stampa accelerarono probabilmente la velocità di propagazione delle fratture nel mantello interno del serbatoio. Una volta che si ruppe il mantello interno, il rivestimento esterno in acciaio al carbonio si fratturò per semplice contatto con il GNL. L'incidente fu aggravato dall'assenza di un adeguato sistema di contenimento attorno ai serbatoi e dalla vicinanza dell'impianto con un'area urbanizzata. La causa del secondo rilascio dal serbatoio sferico è da attribuire al fatto che le strutture di sostegno di tali contenitori, non erano state progettate con materiali in grado di resistere alle elevate temperature con conseguente rottura e caduta degli stessi. Si deve notare che l'incendio delle due UVC (*Unconfined Vapour Cloud*) di GNL non risultò in un'esplosione. Non ci furono prove di esplosioni causate da sovrappressioni dovute all'incendio dello sversamento dai serbatoi. Le uniche esplosioni furono limitate alla rete fognaria dove il GNL si propagò e vaporizzò prima che la miscela aria - GNL si incendiasse in un volume relativamente confinato (<http://www.ch.iv.com/>; <http://www.wikipedia.com/>).



Figura 3.8 – Effetti dovuti all'incidente di Cleveland.

- Esplosione nell'impianto di esportazione di LNG a Skikda (Algeria) – Gennaio 2004

Questo incidente si verificò a Skikda, città situata a 500 Km a est da Algeri. Il complesso, nato nel 1973 e ampliato nel 1981, si estendeva su una superficie di 1 Km² e aveva una capacità di produrre annualmente 8 miliardi di metri cubi di GNL, oltre a quantità minori di etano, di propano, di butano e di benzina. La struttura aveva anche una notevole capacità di stoccaggio dei prodotti in gran parte destinati all'esportazione. Skikda è uno dei tre centri di liquefazione del GN presenti in Algeria; gli altri due si trovano ad Arzew e Bethioua. L'esplosione distrusse 3 dei sei treni di liquefazione (unità 10 – 20 – 30 – 40 – 5P – 6P). I tre treni rimanenti così come 5 serbatoi di stoccaggio del GNL non vennero coinvolti (Figura 3.9).



Figura 3.9 – Incendio nell'impianto di Skikda.

I treni 10, 20, 30 e 40 erano paralleli l'uno all'altro ed erano situati a est dell'area di stoccaggio del GNL. Anche le due unità rimanenti (5P e 6P) erano situate a est della zona di stoccaggio, ma non vennero coinvolte né dall'esplosione né dal conseguente incendio. L'esplosione e il successivo incendio portò alla morte di 27 persone e al ferimento di 74 persone. La causa di tale incidente è da attribuire alla fuga da un gasdotto (contenente carburanti) situato nei pressi del *boiler* associato all'unità 40, che provocò l'ingresso di gas in quest'ultimo con conseguente esplosione. Il *boiler* produceva il vapore necessario al funzionamento della turbina associata a tale unità. L'aumento di carburante nella caldaia causò un repentino aumento di pressione all'interno della stessa fino a superare la capacità di sfiato della valvola di sicurezza; questo portò all'esplosione del *boiler*. L'esplosione di quest'ultimo fu sufficientemente confinata all'area di perdita del gas da incendiare la nube di vapore generando un *Fireball*. Da qui il fuoco passò alle unità di liquefazione 20 e 30, incendiandole. Ci vollero 8 ore per estinguere l'incendio. Nessuno al di fuori dell'impianto rimase ferito.

Il complesso di Skikda venne costruito in tre fasi diverse: i treni di liquefazione 10, 20 e 30 vennero messi in funzione tra il 1971 e il 1973. L'unità 40 venne messa in linea nel 1981 e benché si trovasse vicino al treno di liquefazione 30 e utilizzasse le unità di sistema installate nella prima fase, si basava su una tecnologia diversa. Anche i treni 5P e 6P utilizzavano tale tecnologia e anch'essi vennero messi in funzione nel 1981. I treni 10, 20, 30 e 40 avevano una capacità di 0.85 milioni t/anno, mentre le unità 5P e 6P erano più grandi e possedevano una capacità di 1.25 milioni t/anno.

Tutti e sei i treni erano stati rinnovati a seguito di un programma di modernizzazione dell'impianto completato nel 1990, ma il *boiler* associato all'unità 40 fu l'unico su sei che non venne né rigenerato né sostituito. In contrasto con le vecchie unità di Skikda, molte delle strutture odierne non usano turbine e caldaie a vapore, ma le hanno sostituite con più moderni ed efficienti compressori e turbine a gas combustibile.

In conclusione, nell'incidente di Skikda il problema non fu attribuito a un difetto di funzionamento delle apparecchiature, ma a problemi di manutenzione e al fatto che lo spazio necessario per assicurare una sufficiente dispersione dell'esplosione in caso di incidente, non era sufficiente. Si verificò inoltre la presenza di un malfunzionamento nei sistemi di rilevamento di pericolo e dei dispositivi di arresto automatici (<http://www.ch.iv.com/>; <http://www.plant-aintenance.com/>; <http://www.sutherland.com/>; <http://www.gasandoil.com/>).



Figura 3.11 – Effetti dell'esplosione e degli incendi nell'impianto di Skikda.

- Giugno 1979 – Nave metaniera “El Paso Paul Kayser”

Una metaniera con serbatoi a membrana da 125000 m³, con un carico di 100000 m³, si è arenata a velocità elevata (30 km/h) sulla costa spagnola a Est di Gibilterra.

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

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

- Ottobre 1980 – Nave metaniera “LNG Libra”

Durante un viaggio dall’Indonesia verso il Giappone la metaniera “Libra” con serbatoi a membrana da 125000 m³ ha subito la rottura dell’albero di propulsione. La nave è stata rimorchiata ed ancorata nel Golfo di Davao (Filippine) dove il carico di GNL è stato trasferito ad un’altra metaniera con una operazione durata 32 ore. La nave è stata successivamente rimorchiata in porto per le riparazioni.

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

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

- Dicembre 1980 – Nave metaniera “LNG Taurus”

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

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

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

- 2002 –Nave metaniera “Norman Lady”

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

A. Albero degli eventi: è una tecnica che procede induttivamente, a partire da un evento iniziatore sino a definire tutti i possibili scenari che da quel’evento possono avere origine. Non richiede di postulare un *Top Event*, ma richiede di individuare preliminarmente tutti i sistemi, fenomeni, condizioni che possono influenzare l’evolversi di un fenomeno. Ognuno di tali sistemi costituisce un nodo dell’albero; ogni nodo può avere due uscite, SI o NO, indicanti l’avvenimento o meno dell’evento. Ad ognuna delle uscite è associata una probabilità di accadimento, che può essere calcolata con l’applicazione del metodo dell’albero dei guasti. Può essere utilizzato per studiare la combinazione di guasti di componenti che portano a diversi stati di guasto e funzionamento del sistema. Comunemente viene utilizzato per la definizione ed il calcolo della probabilità degli scenari di incidente che possono derivare da uno stesso evento iniziatore. In tal caso i nodi dell’albero sono costituiti da fenomeni quali l’innesco immediato o ritardato, l’occorrenza di diverse condizioni meteorologiche, ecc.

Il risultato sono le ipotesi incidentali di cui vanno calcolate le frequenze di accadimento attese e le conseguenze su cose e persone.

3.2.1 Definizione scenario incidentale – TOP EVENT

Nelle normali condizioni operative, il GNL non presenta fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali. Dal momento che si tratta di un gas liquefatto, il GNL tende a tornare alla fase gas ed evaporare quando stoccato o movimentato. La progettazione dell’impianto tiene conto di questa caratteristica e comprende sistemi adeguatamente dimensionati per il recupero del gas evaporato e sistemi di protezione contro le possibili sovrappressioni. Non sono previsti processi chimici sulla nave FSRU, ma solamente lo scarico del GNL dalle navi metaniere, lo stoccaggio di GNL liquido, la vaporizzazione controllata del GNL attraverso rigassificatori con propano come fluido intermedio ed, infine, l’invio del gas naturale attraverso un gasdotto di raccordo alla rete di trasporto nazionale.

Tutte le unità sono progettate in modo che in caso di anomalie dei parametri di processo il sistema e le logiche di controllo effettuino le azioni necessarie a portare le stesse unità in condizioni di sicurezza. In caso di guasto nel processo, il GNL ed il gas naturale non producono né si trasformano in sostanze differenti da quelle normalmente presenti nell'impianto. Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti ed è incompatibile con alogeni, sostanze ossidanti e combustibili. Non sono presenti sostanze tra loro incompatibili sia nelle normali condizioni operative sia nelle situazioni anomale ragionevolmente ipotizzabili. L'evaporazione del GNL è un fenomeno lento, governato dallo scambio di calore con l'ambiente esterno. I pericoli legati al GNL sono:

- *Incendio*: in un incidente con rilascio di GNL brucia la frazione di GNL che evapora, in concentrazioni tra il 5 (LFL) e il 15 % (UFL) con aria. Bassa energia di ignizione (facilmente infiammabile).
- *Esplosioni*: può esplodere solamente la nube di gas che evapora, se si trova in un ambiente confinato.
- *Tossicità*: assenza di tossicità acuta. Pericolo di inalazione dovuto alla carenza di ossigeno.
- *Transizione di fase rapida* (RPT).
- *Criogenico*: potenzialmente grave ma locale. (Havens e Spicer, 2004)

3.2.1.1 Scenari incidentali legati al Terminale FSRU

I possibili scenari incidentali legati alla sola nave FSRU possono derivare da:

- Rilasci da apparecchiature e tubazioni
- Incidenti dovuti a deviazioni di processo
- Rischi associati alle zavorre del sistema galleggiante
- Rischi connessi ai lavori a bordo

Gli eventi di *rilascio da apparecchiature e tubazioni* possono essere causati da fenomeni casuali quali usura, corrosione, anomalie, difetti di montaggio, etc. Essi non sono direttamente riconducibili ad anomalie di processo e possono pertanto verificarsi a prescindere dalla configurazione impiantistica esistente. Per gli eventi di rilascio generalmente vengono considerate tre dimensioni di rilascio, definite come segue:

- *Rilascio piccolo*, associato ad un foro di diametro di 10 mm (valore che corrisponde a un tipico punto di corrosione);
- *Rilascio medio*, associato ad un foro di diametro di 25 mm (valore massimo osservato per la maggior parte delle perdite);
- *Rilascio grande*, associato ad una rottura di diametro maggiore al 10% del diametro del tubo (rotture dovute a impatti esterni).

Rotture complete (*Full Bore*) delle tubazioni della nave FSRU sono escluse sulla base delle precauzioni prese in fase di progettazione e delle caratteristiche dell'impianto. La

possibilità che piccole rotture evolvano in rotture complete è esclusa poiché tutte le tubazioni criogeniche sono in acciaio inossidabile, il che impedisce infragilimento locale in caso di rilascio di piccole quantità di prodotto criogenico.

Gli unici casi in cui si considera una rottura completa sono i seguenti:

- rottura di un tubo nei fasci tubieri dei vaporizzatori (scambiatori a fascio tubiero);
- rottura completa di uno dei *riser* all'interno della torretta;
- rottura di un braccio di scarico.

Per quanto riguarda i bracci di scarico, in caso di disconnessione rapida (per esempio per eccessivo movimento a causa delle condizioni meteo) i bracci sono progettati per rimanere in equilibrio nella loro posizione. Questo eviterà movimenti improvvisi che potrebbero danneggiare i bracci. In aggiunta, i bracci sono equipaggiati con valvole rapide di emergenza che sono automaticamente chiuse in caso di disconnessione ed evitano quindi il rilascio di GNL. Pertanto il rilascio di GNL a causa di una disconnessione dei bracci non è considerato fra gli eventi che possono portare ad un rilascio di prodotto.

Le caratteristiche costruttive delle navi metaniere (doppio scafo) e l'esperienza storica mostrano che uno scenario di rilascio causato da perdita di GNL da un serbatoio di stoccaggio è da considerarsi non credibile (Pitblado *et al*, 2004).

Per quanto riguarda un'eventuale esplosione del serbatoio di GNL si deve considerare che il gas esplose solo se miscelato con aria (5% - 15%) e in presenza di confinamento. Il serbatoio è pieno di GNL e dei suoi vapori ed è a doppio contenimento totale (parete esterna in cemento). Lo scenario non è dunque possibile.

Anche nell'ipotesi di rilascio catastrofico (totale e immediato) del GNL dal serbatoio si deve prendere in considerazione che il serbatoio è a doppio contenimento totale. Cedimenti del serbatoio interno sono contenuti (liquido e gas) dal contenimento secondario. Cedimenti del serbatoio esterno non comportano danneggiamento del contenimento primario (per doppio contenimento totale). Il serbatoio esterno è progettato per impatto (50 Kg a 60 Km/h). Le norme UNI EN 1473 escludono la possibilità di rilascio da serbatoio a contenimento totale.

Quindi la tecnologia dei serbatoi SPB consente di escludere l'evento di rottura dei serbatoi dai possibili scenari incidentali.

Eventuali rilasci da apparecchiature, tubazioni e serbatoi sono dunque possibili a causa di urti, difetti del materiale, errori umani, ecc.

Le *deviazioni di processo* che possono avvenire nel processo di rigassificazione in grado di causare un rilascio di sostanza pericolosa possono essere:

- sovrappressione nei serbatoi di stoccaggio;
- formazione di vuoto nei serbatoi di stoccaggio;
- sovrariempimento dei serbatoi di stoccaggio;
- bassa temperatura in uscita dal vaporizzatore e conseguente rilascio dalla linea di invio gas naturale;
- sovrappressione nei vaporizzatori;
- scarico attraverso le PSV (*Pressure Safety Valve*).

Una sovrappressione in un serbatoio può essere dovuta a due motivi principali :

- Sovrappressione termodinamica : Un aumento della temperatura ambiente può causare un aumento della pressione nei sistemi chiusi contenenti il GNL. Quest'aumento di temperatura può essere dovuto alle condizioni meteorologiche oppure ad un incendio nelle vicinanze.
- Sovrappressione idrodinamica : L'aumento di pressione può essere dovuto ad una pompa mal dimensionata, alla chiusura di una valvola o ad un guasto nei sistemi di regolazione.

Il rischio è la perdita di confinamento di GNL o di gas naturale per rilascio da flange o da premistoppa, o per la formazione di cricche in componenti dell'impianto.

Nonostante le misure di prevenzione e di protezione adottate, questo tipo di rischio è ritenuto evento iniziatore di una perdita di confinamento su una linea.

Gli ipotetici eventi iniziatori di depressione nel serbatoio da prendere in considerazione sono:

- Svuotamento rapido di un serbatoio;
- Raffreddamento rapido della fase gassosa (riempimento a pioggia);
- Pressurizzazione dello spazio tra lo scafo e il serbatoio;
- Richiamo eccessivo delle evaporazioni.

E' da notare che qualunque sia la causa iniziale di depressione nel serbatoio, il comportamento termodinamico del GNL tende a favorire la vaporizzazione ed a minimizzare la tendenza alla depressione (fenomeno di autoregolazione).

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

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

Il fenomeno del *rollover* è la causa più realistica di una sovrappressione nei serbatoi. In considerazione delle misure di prevenzione e protezione adottate, il rischio di roll-over non è ritenuto un evento credibile di rilascio da un serbatoio.

Il *rollover* consiste in un “ribaltamento” con conseguente miscelazione di due strati distinti di GNL in un medesimo serbatoio. Si produce quando la densità dello strato superiore di GNL è superiore a quella dello strato inferiore, a seguito di fenomeni di trasferimento di calore e di massa nel serbatoio.

Tale “ribaltamento” degli strati conduce a una portata di evaporazione elevata. Lo sviluppo di gas per evaporazione può quindi portare a una sovrappressione nel serbatoio. La stratificazione può avvenire a causa di una sovrapposizione creata durante il riempimento del serbatoio: ciò può accadere se un serbatoio parzialmente pieno viene riempito con GNL meno denso di quello già presente. Si può invece escludere il caso di una “autostratificazione” di un GNL inizialmente omogeneo, che richiederebbe di mantenere il GNL nel serbatoio per parecchi mesi causando una evaporazione preferenziale dei componenti leggeri (Azoto) negli strati superficiali.

Il manifestarsi del *rollover* può avvenire nelle fasi di scarico e di operazione normale.

Allo scarico delle metaniere, date le condizioni di pressione e temperatura leggermente diverse tra i serbatoi della nave ed il serbatoio di stoccaggio, si verifica un aumento globale del volume delle evaporazioni di GNL. Questo fenomeno può essere accentuato dai movimenti del sistema galleggiante in condizioni marittime sfavorevoli.

Non è tuttavia possibile pensare che questo fenomeno provochi una sovrappressione in un serbatoio, poiché l’aumento viene monitorato continuamente durante lo scarico ed assorbito dai compressori di recupero del gas di *Boil Off*, dimensionati per questa eventualità. Il recupero del gas evaporato che viene prodotto si giustifica con l’economia di processo, evitando la perdita di gas conseguente ad uno scarico a *vent*.

In caso di regime normale di evaporazione, in assenza di scarico, una fermata prolungata del circuito di recupero del gas di *Boil Off* è in grado di provocare una sovrappressione in un serbatoio di GNL. Questa sovrappressione non potrebbe comunque essere più importante di quella proveniente da un *rollover*.

La possibilità che si verifichino le condizioni di stratificazione, causa del fenomeno di *rollover*, è evitata inoltre dalla verifica delle caratteristiche del GNL in arrivo prima dello scarico e dalla adozione di un sistema di monitoraggio dell’invecchiamento del GNL nei serbatoi che permette di prevenire tale fenomeno.

La gestione delle infrastrutture in mare aperto richiede un controllo preciso delle zavorre al fine di assicurare la stabilità dello stoccaggio e limitare i rischi associati alle *zavorre del sistema galleggiante*.

Il rischio principale è connesso ad una mancanza di controllo delle zavorre, che può causare una sovrappressione nello scafo dei serbatoi di stoccaggio di GNL. Ciò si traduce in un invecchiamento prematuro della struttura (le forze applicate sulla struttura sono più elevate).

Più precisamente gli eventi iniziatori possibili sono:

- Deformazione della struttura in seguito alla sovrappressione delle zavorre. Una sovrappressione può essere dovuta ad un sovra riempimento.
- Mancanza di alimentazione delle zavorre. Un guasto nell'alimentazione delle zavorre può essere dovuto a corrosione importante delle zavorre, o di rottura della linea di alimentazione in acqua di mare.

Considerando le misure di sicurezza adottate, le conseguenze di una mancanza di controllo delle zavorre non porterebbero ad una perdita di stabilità dell'unità di stoccaggio. Non c'è in nessun caso perdita di confinamento del GNL. Questo rischio non viene ritenuto evento iniziatore di una perdita di sconfinamento.

Interazioni possono sopraggiungere quando la nave metaniera è ormeggiata alla nave FSRU. Queste interazioni possono avere per origine da condizioni meteorologiche o marine estreme o condizioni operative.

Un controllo delle zavorre non coordinato o delle condizioni estreme possono causare delle messe in tensione del sistema di ormeggio, e dei malfunzionamenti delle linee di scarico in caso di difetto del ERS.

Per quanto riguarda i rischi connessi ai *lavori a bordo*, questi riguardano in particolare le operazioni di:

- saldatura, molatura, foratura, tranciatura,
- apertura di un involucro elettrico,
- richiedenti mezzi meccanizzati con motore termico, ecc.

Queste situazioni non vengono studiate come eventi iniziatori di perdita di confinamento, ma possono essere fonti possibili di innesco di una perdita di gas.

- Manutenzione e sollevamento di materiali pesanti: Il rischio è l'impatto con le apparecchiature da parte delle gru, durante le manovre, oppure dalla caduta di oggetti pesanti, sino alla caduta della gru stessa. Le zone di sollevamento dei carichi saranno definite evitando per quanto possibile il trasporto di carichi sopra le apparecchiature. Nonostante le misure di prevenzione e di protezione adottate, questo tipo di rischio è ritenuto evento iniziatore di una perdita di confinamento su una linea. (Gianelli *et al*, 2008)

3.2.1.2 Rischi connessi alle interazioni con altre infrastrutture

I possibili rischi derivanti dalle interazioni con altre infrastrutture vengono analizzati di seguito.

Per quanto riguarda i *rischi connessi al traffico aereo* l'impianto verrà segnalato alle autorità dell'aviazione civile e sarà dotato della segnaletica specifica per prevenire qualunque rischio di collisione.

Il *traffico marittimo di merce pericolosa* può essere all'origine di diversi rischi per la struttura galleggiante, a seconda della natura e del carattere dei prodotti trasportati : infiammabile, esplosivo, tossico, etc.

- Nube in movimento. In caso di incidente che comporti la formazione di una nube infiammabile o tossica in movimento verso la nave FSRU, le misure da adottare verranno definite dal Piano di Emergenza del Terminale.
- Chiazza in movimento. Il rischio collegato alla presenza di una chiazza di sostanza pericolosa è il pompaggio di prodotti infiammabili, tossici o corrosivi, dalle pompe acqua di rigassificazione e dalle pompe antincendio. La presa d'acqua si trova sotto il livello del mare, ciò limita il rischio in caso di pozza di liquido galleggiante. Tale situazione porterebbe comunque alla messa in sicurezza immediata del terminale.

I rischi connessi al traffico marittimo (in particolare alle collisioni) sono :

- La collisione da parte di navi incrocianti nelle vicinanze (non connesse alla gestione del terminale);
- La collisione da parte di navi connesse alla gestione del terminale : Navi supporto, navi metaniere.

Di seguito vengono descritti gli scenari incidentali potenziali e le misure di sicurezza associate.

Collisione da parte di navi incrocianti nelle vicinanze

L'urto da parte di una nave di grandi dimensioni che navighi nelle vicinanze può accadere in seguito ad un errore di navigazione o ad una avaria grave. Il rischio in caso di urto è una perdita di contenimento. Non esiste nessun caso di incidente di questo tipo nell'industria del GNL. Questo scenario non è ritenuto credibile, considerando la sua probabilità di occorrenza estremamente bassa. La probabilità di collisione con la nave FSRU da parte di una nave in navigazione nelle vicinanze è connessa al traffico marittimo nella zona.

La probabilità di rilascio di GNL a seguito di collisione può essere ritenuta trascurabile, per i seguenti motivi:

- Applicazione alla nave FSRU delle normative specifiche di navigazione associate alle navi metaniere. Queste normative internazionali impongono in particolare il rispetto di una distanza minima nei confronti delle metaniere.
- Le navi metaniere sono dotate di doppio scafo, con intercapedini elevate che proteggono i serbatoi in caso di urto. L'esperienza internazionale dimostra infatti che nei casi di impatto verificatisi il carico di GNL non è mai stato rilasciato.
- Studi specifici hanno mostrato che, per colpire e danneggiare i serbatoi, l'energia di impatto deve essere elevata e l'angolo d'impatto deve essere vicino ai 90°. Questo caso è poco probabile in particolare negli scenari di collisione in seguito ad un errore di navigazione.
- Urti con navi metaniere all'accosto o con navi di supporto alla nave FSRU possono avvenire a bassa velocità, con energie non sufficienti a causare danno allo scafo.

Considerando questi elementi, la probabilità di rilascio da collisione è da ritenersi trascurabile. Adeguate misure di sicurezza (prevenzione e protezione) sono adottate per evitare ogni rischio di collisione o limitare la gravità delle conseguenze in caso di urto.

Impatto con navi connesse alla gestione del terminale

I rischi principali sono l'urto con la nave FSRU durante la fase finale di approdo della metaniera o di una nave di rifornimento. L'urto può essere causato dalla deriva della nave in accosto o della nave FSRU. Cause possibili d'interazione metaniera – nave FSRU:

- Manovra errata (stima sbagliata delle condizioni di accosto, errore di comunicazione tra pilota e comandante etc);
- Perdita di propulsione in condizioni meteorologiche avverse durante la fase finale di accosto;
- Avaria al timone.

Cause possibili d'interazione nave FSRU - metaniera:

- Errata accensione dei propulsori della nave FSRU;
- Distacco del sistema a torretta;
- Rottura degli ormeggi.

La nave FSRU è provvista di protezioni per attutire gli urti provenienti dalla metaniera nella fase di accosto. Le condizioni limite di accosto sono ben definite e note al personale di entrambe le navi.

Le metaniere accostano con velocità ridotta e angolo adeguato. Data la loro concezione (doppio scafo, intercapedini elevate), le navi FSRU sono meno vulnerabili di altre installazioni *Offshore* in caso di urto. Ciò è confermato dall'esperienza internazionale delle navi metaniere (simili nella concezione strutturale alle FSRU). L'esperienza internazionale dimostra che nel caso di incidenti con metaniere, il carico di GNL non è mai stato rilasciato. Considerando quanto sopra, un urto con la nave FSRU da parte di navi di rifornimento o di una metaniera in fase di approdo potrebbe causare soli danni materiali o, nel caso più sfavorevole, una entrata d'acqua nell'intercapedine. I serbatoi GNL non sarebbero in nessun caso danneggiati.

Questo rischio non viene perciò considerato negli scenari accidentali.

Un altro possibile rischio è legato alla *caduta di oggetti* nelle fasi di rifornimento alla nave FSRU, caduta di container, ecc. Questo rischio è ritenuto causa di perdita limitata sul *riser*. (Gianelli *et al*, 2008)

3.2.1.3 Rischi connessi a eventuali sabotaggi

Eventuali ipotesi di sabotaggio sono:

- Dal cielo: aereo che si infrange su un serbatoio, aereo che colpisce con bomba il terminale, missile che perfora il serbatoio, ecc.
- Dal mare: nave che sperona il terminale, imbarcazione contenente esplosivo esplose sulla fiancata della nave, siluro lanciato contro il terminale, tranciata condotta sottomarina, ecc.

Come già detto in precedenza il gas esplose solo se miscelato con aria (5% - 15%) e in presenza di confinamento. I serbatoi della nave contengono GNL e i suoi vapori sono a pressione pressoché atmosferica. Anche in caso di attacco con esplosivo, si avrà rilascio ed evaporazione con incendio, mentre l'esplosione del contenuto non è fisicamente possibile.

3.2.1.4 Rischi connessi a possibili cause naturali

Per quanto riguarda le possibili cause naturali, queste vengono analizzate di seguito.

Igrometria e temperature estreme

Il rischio è la degradazione o il danneggiamento dei materiali esposti alle intemperie ed alle variazioni meteorologiche.

Come riportato nei dati meteorologici, gli inverni sono generalmente miti. In caso di gelo, le parti aeree del circuito di acqua antincendio vengono svuotate. Questa situazione accade solo alcuni giorni all'anno. In caso di necessità, i circuiti possono essere rialimentati in pochi minuti.

Le apparecchiature criogeniche sono coibentate. Lo spessore del coibente è dimensionato per evitare la formazione di ghiaccio. Il coibente viene protetto dalle penetrazioni di umidità, allo scopo di evitare la sua degradazione. Questo rischio non è considerato evento iniziatore di una perdita di confinamento.

Fulmini

I rischi connessi al fulmine sono le perturbazioni elettromagnetiche, l'innesco di una nube di gas e il danneggiamento degli impianti, in particolare la perforazione delle linee.

Il fulmine può essere considerato fonte d'innesco e causa di perdite di piccola entità nelle linee.

Allagamento

Un allagamento può essere causato da onde forti che coinvolgano il ponte della nave FSRU. Il rischio principale connesso all'arrivo di una grande quantità di acqua sulla struttura galleggiante è l'inondazione del castello oppure il degrado degli impianti sul ponte. Le strutture delle installazioni vengono concepite prendendo in considerazione dati di normativa relativi alle intemperie "classiche". Dei mezzi di pompaggio adeguati sono previsti per lottare contro questo elemento. Le conseguenze di onde sul ponte sono state considerate nelle condizioni più sfavorevoli per quanto riguarda la messa in sicurezza degli impianti. Non si ipotizza perdita di contenimento.

Venti forti

- Effetti sulle sovrastrutture: Il rischio è la caduta di oggetti sugli impianti, in grado di provocare delle perdite di confinamento. Alcuni incidenti di questo tipo sono avvenuti nell'industria *Offshore* petrolifera ma in condizioni marittime molto più sfavorevoli. La perdita di confinamento su una linea o la rottura di un braccio di carico in seguito alla caduta di oggetti provocata da venti forti è stata considerata come uno scenario di incidente possibile.

- Effetti sulla struttura galleggiante: L'esperienza dell'industria *Offshore* dimostra che i danni causati allo scafo, in caso di mareggiate anche forti, sono lievi. Ciò è particolarmente vero per gli impianti a doppio scafo. Essendo la struttura della nave FSRU a doppio scafo, danni sono possibili solo sullo scafo esterno. La nave ormeggiata alla boa è inoltre poco esposta a questo rischio, poiché la struttura galleggiante non è in navigazione ed è quindi meno soggetta alla fatica provocata dalla mareggiata. Si tratta in definitiva di un rischio possibile ma ben noto nel mondo marittimo, preso in considerazione fin dalla concezione con delle regole di dimensionamento adatte. La fatica causata dalla mareggiata non provoca nessun rischio per la sicurezza e può causare soli danni materiali. Nei casi più sfavorevoli la conseguenza può essere un'interruzione temporanea dell'invio di gas a terra.
- Rischi specifici per FSRU: I rischi identificati sono urto dei sistemi galleggianti, pericoli connessi a rottura dei bracci di carico, caduta di un braccio connessa a venti violenti. La rottura del sistema di trasferimento può essere provocata da movimenti incontrollati delle due strutture galleggianti. La frequenza relativa di ogni unità comporta degli sforzi elevati sul braccio, nel caso che il sistema di scollegamento non abbia funzionato. La rottura di un braccio è un evento altamente improbabile nelle condizioni operative di un terminale metaniero, considerando le misure di progetto ed i sistemi di sicurezza esistenti. Lo scenario di rottura di un braccio è stato analizzato come scenario accidentale.

Pericoli connessi ai sismi:

Il rischio principale è connesso alle installazioni fisse. In ogni caso il terminale non è soggetto a carichi sismici. Tale scenario non viene pertanto considerato.

Maremoto, tsunami

Il rischio connesso al maremoto od ad uno *tsunami* per le strutture galleggianti è l'inondazione e/o il degrado delle infrastrutture dall' "onda". Nessun dato evidenzia l'occorrenza di tali fenomeni nella zona, quindi lo scenario accidentale viene ritenuto poco credibile. Questo rischio non viene ritenuto evento iniziatore di una perdita di confinamento.

Onde anomale

Il rischio connesso alle onde anomale è un danneggiamento significativo della struttura e delle infrastrutture sul ponte. Nessun dato evidenzia l'occorrenza di tali fenomeni nella zona, quindi lo scenario accidentale viene ritenuto poco credibile. Questo rischio non viene ritenuto evento iniziatore di una perdita di confinamento

Ambiente salino – corrosione

La bassa temperatura del GNL impone di separare le zavorre di acqua di mare dai serbatoi. Lo spazio tra le pareti delle zavorre e quelle dei serbatoi è esente di umidità per principio. La parete metallica delle cisterne è di acciaio inossidabile. La corrosione, fattore inevitabile ma facilmente controllabile nelle zavorre, non può quindi raggiungere lo scafo delle navi. Ciò porta a considerare la corrosione, normale in ambiente marittimo, solo sullo scafo, le zavorre, le infrastrutture di trasferimento sul ponte. Il rischio connesso all'ambiente salino è la perdita delle caratteristiche meccaniche dello scafo e delle superstrutture in acciaio.

L'esperienza storica mostra che la corrosione può provocare dei danni lievi sullo scafo esterno. Tali danni possono essere presenti solo sullo scafo esterno, poiché la struttura è a doppio scafo. La corrosione dello scafo non causa nessun rischio per la sicurezza ma è in grado di provocare un'interruzione temporanea dell'invio di gas a terra nei casi più sfavorevoli. Il rischio principale per le linee connesso alla corrosione dovuto all'ambiente salino è il manifestarsi di piccole perdite sulle linee di GNL. Questo rischio viene ritenuto evento iniziatore di una perdita di confinamento su linea. (Gianelli *et al*, 2008)

In Tabella 3.7, riportata nella pagina seguente, vengono riassunti tutti i possibili eventi incidentali ipotizzati.

NOTE RELATIVE ALLA TABELLA 3.7

I dati di processo fanno riferimento a linee e/o apparecchiature, le cui dimensioni e portate sono ritenute rappresentative della sezione isolabile in questione, con riferimento allo stato indicato (liquido se GNL, gas/vapore se gas naturale). Per quanto riguarda i vaporizzatori, i dati di processo si riferiscono ad un vaporizzatore, considerando solo scambiatori a fascio tubiero dal momento che il PCHE contiene una quantità trascurabile di GNL/GN.

(1) Per quanto riguarda le tubazioni, le quantità sono stimate facendo riferimento non solo alla linea principale, ma anche alle linee ed apparecchiature connesse ad essa e incluse nella stessa sezione isolabile.

- Per quanto riguarda i bracci di scarico, le quantità si riferiscono ad un solo braccio.
- Per quanto riguarda i serbatoi, le quantità si riferiscono a tutti e quattro i serbatoi pieni.
- Per quanto riguarda i vaporizzatori, le quantità di GNL/GN si riferiscono ad un solo vaporizzatore.

(2) La portata si riferisce alla massima portata operativa di un singolo braccio di carico se sono utilizzati tre bracci per l'operazione di scarico (portata totale: 14000 m³/h).

(3) Si assume che vi siano 8 pompe BP operative (due pompe per serbatoio) che forniscono una portata totale uguale a 1200 m³/h.

3.2.2 Valutazione delle frequenze di accadimento

Per la valutazione delle frequenze di accadimento è stato fatto riferimento a valori di banche dati di letteratura internazionale. (Cox *et al.*, 1990)

La frequenza di accadimento degli scenari incidentali causati da un rilascio è calcolata per mezzo di alberi degli eventi, usando opportune probabilità per innesco e condizioni atmosferiche.

Le frequenze di accadimento di rilasci da tubazioni e apparecchiature di impianto sono state calcolate mediante la metodologia riportata nello standard API 581 "*Risk Based Inspection Guideline*" per gli eventi di rilascio derivanti da perdite di contenimento. Tale standard fornisce valori di frequenza di rilascio "base" per tubazioni e per le principali apparecchiature di processo, considerando un valore medio statistico per ciascun tipo di rottura e specifica poi come correggere tale valore in base alle caratteristiche specifiche dell'impianto esaminato utilizzando appositi "fattori correttivi" basati sulla complessità del sistema, e cioè sul numero di flange, stacchi, valvole etc. Lo standard API 581 fornisce i dati relativi alle frequenze di rilascio per quattro dimensioni di rottura: 1/4", 1", 4" e rottura a ghigliottina (il foro ha un diametro pari al diametro del tubo). In considerazione delle caratteristiche strutturali e di layout dell'impianto e considerando i criteri forniti nel Decreto Ministeriale 20/10/1998, la rottura a ghigliottina di tubazioni con diametro superiore a 200 mm (8") non è considerata credibile. Nel nostro studio le rotture di tipo a ghigliottina sono state considerate solo per l'evento di rottura dei bracci di carico (in considerazione delle caratteristiche geometriche del sistema), la rottura del *riser* (per tenere in considerazione eventuali impatti o movimenti eccessivi) e la rottura di un tubo (considerato il piccolo diametro) nel fascio tubiero di un vaporizzatore.

La frequenza totale di occorrenza per ogni caso di rottura considerato è ottenuta dalle frequenze indicate dalle API 581, come descritto nel seguito:

- il foro da 10 mm è associato alla frequenza corrispondente al rilascio da 1/4";
- il foro di 25 mm è associato alla frequenza corrispondente al rilascio da 1";
- il foro pari al 10% del diametro della tubazione è associato alla frequenza risultante dalla somma delle frequenze corrispondenti a rotture 4" e "Full Bore".

Per quanto concerne le rotture a ghigliottina, come nel caso della rottura del *riser* o la rottura di un tubo nel fascio tubiero dei vaporizzatori, la frequenza di rottura è associata alla frequenza di rottura "Full Bore".

Per quanto riguarda i bracci di scarico la frequenza di occorrenza relativa alla rottura a ghigliottina uguale a $6,0 \cdot 10^{-5}$ eventi per operazioni di scarico braccio, che è specifico per bracci di scarico per materiali liquidi (GPL e altri gas liquefatti).

La possibilità di collisione fra le navi di passaggio e la nave FSRU e fra navi dedicate al Terminale e la nave FSRU è ritenuta essere non credibile.

Le frequenze di accadimento in eventi per anno, sono calcolate sulla base delle seguenti ipotesi:

- 1) Il numero di navi varia fra 56 e 120 navi metaniere per anno, a seconda delle dimensioni della nave, con valore medio 65 navi da 130000 m³. La frequenza di occorrenza della rottura di un braccio di scarico è valutata considerando conservativamente 120 trasporti di GNL per anno;
- 2) Il terminale sarà operativo tutto l'anno. Le frequenze di occorrenza degli eventi rimanenti sono valutate considerando un periodo di funzionamento del terminale pari a 8760 ore/anno.

In Tabella 3.8 vengono riportate le frequenze di rottura di tubazioni secondo lo standard API 581.

Tabella 3.8 – Frequenze di rottura per le tubazioni secondo lo standard API 581

Diametri [pollici]	Frequenze [eventi/(m · anno)]			
	¼"	1"	4"	FB
¾	3.28 E-05			9.84 E-07
1	1.64 E-05			1.64 E-06
2	9.84 E-06			1.97 E-06
4	2.95 E-06	1.97 E-06		2.30 E-07
6	1.31 E-06	1.31 E-06		2.62 E-07
8	9.84 E-07	9.84 E-07	2.62 E-07	6.56 E-08
10	6.56 E-07	9.84 E-07	2.62 E-07	6.56 E-08
12	3.28 E-07	9.84 E-07	9.84 E-08	6.56 E-08
16	3.28 E-07	6.56 E-07	6.56 E-08	6.56 E-08
>16	1.97 E-07	6.56 E-07	6.56 E-08	6.56 E-08

Tabella 3.9 – Frequenze di rottura apparecchiature secondo lo standard API 581. Le pompe AP vengono equiparate a serbatoi in pressione.

Apparecchiature	Frequenze [eventi/anno]			
	¼"	1"	4"	FB
Compressori centrifughi	0.00 E+00	1.0 E-03	1.0 E-04	0.0 E+00
Serbatoi in pressione	4.0 E-05	1.0 E-04	1.0 E-05	6.0 E-06

3.2.3 Valutazione delle conseguenze - PHAST

Il calcolo delle conseguenze ha invece come obiettivo la determinazione e la quantificazione degli effetti fisici su persone e strutture generati dagli scenari incidentali ipotizzati; per quanto riguarda gli incendi si vuole calcolare la radiazione termica che ne

deriva, per le esplosioni si vuole valutare le sovrappressioni mentre per la dispersione di sostanze tossiche si vuole determinare la concentrazione di sostanza tossica nella nube.

L'analisi delle conseguenze è stata effettuata con l'ausilio del programma *PHAST* (*Process Hazard Analysis Software Tool*), distribuito da DNV Software. È un codice di calcolo che consente di calcolare le conseguenze di un evento incidentale, necessarie per lo studio dell'analisi del rischio e per la pianificazione delle emergenze.

Il codice è in grado di determinare il processo evolutivo per i seguenti incidenti potenziali:

- Formazione ed evaporazione di una pozza;
- Dispersione nubi gassose;
- *Jet fire*;
- *Pool fire* (Incendi di pozza);
- BLEVE (*Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion*);
- *Vapour Cloud Explosion* (VCE);
- Effetti di infiammabilità e tossicità.

Tale modello permette di valutare le conseguenze per rilasci continui, istantanei, costanti oppure variabili nel tempo e causati dalla rottura di tubazioni corte o lunghe, valvole di sicurezza, serbatoi pressurizzati o non pressurizzati e dischi di rottura. Viene utilizzato un modello di dispersione chiamato *UDM* (*Unified Dispersion Model*), il quale calcola i risultati per diverse conseguenze:

- Formazione ed evaporazione di una pozza;
- Comportamento di una nube di gas;
- Passaggio attraverso varie fasi: *Jet fire*, dispersione di gas pesante, fase di transizione e fase di dispersione passiva.
- Soglie di danno a persone o strutture.
- Tracciabilità della nube in un dato momento (scenari incidentali dinamici).

Inoltre per la valutazione delle esplosioni tale programma utilizza il metodo del *TNT equivalente*, mentre per il *Jet fire* utilizza il *metodo del cono*.

Tale modello è stato ampiamente verificato e validato con un gran numero di prove sperimentali ed è largamente utilizzato dagli analisti del rischio.. (<http://www.dnv.com/>)

3.2.3.1 Condizioni Meteorologiche

La dispersione di una nube di gas dipende significativamente dalle condizioni atmosferiche (velocità di vento e stabilità atmosferica). Le condizioni meteorologiche adottate nella analisi tengono conto delle condizioni particolari di mare aperto e sono state selezionate sulla base della rosa dei venti associata al sito.

Le condizioni meteorologiche adottate vengono riassunte nella Tabella seguente (3.10):

Tabella 3.10 – Condizioni meteorologiche adottate nell'analisi.

Condizioni ambientali	Stabile (sfavorevole)
Temperatura	15°C
Classe di stabilità	F
Velocità del vento	3 m/s
Umidità relativa	80%

3.2.3.2 Soglie di Danno di Riferimento a persone o strutture

I valori di riferimento per la valutazione degli effetti sono riportati nella seguente Tabella (3.11), congruentemente con quanto richiesto dalla Normativa vigente:

Tabella 3.11 – Soglie di danno di riferimento per la valutazione delle conseguenze.

Soglie di danno a persone e strutture		Livello di danno				
		Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni a strutture Effetto domino
Scenari incidentali	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⁾	0.5 LFL	---	---	---
	UVCE ⁽³⁾ (picco di sovrappressione)	0.3 bar (0.6 bar in campo aperto)	0.14 bar	0.07 bar	0.03 bar	0.3 bar
	Rilascio tossico	LC50 30min ⁽⁴⁾		IDLH ⁽⁵⁾		
	Fireball / BLEVE	Raggio del Fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	100m da deposito bombole; 600m da uno stoccaggio all'interno di sfere; 800m da stoccaggi in sigari.

(1) Flash-fire = Incendio di vapori infiammabili.

(2) LFL = Limite Inferiore di Infiammabilità.

(3) UVCE = Esplosione non confinata di nube di vapore.

(4) LC50 = Concentrazione di una sostanza che è letale per inalazione per il 50% dei soggetti esposti per 30 minuti. Il valore del LC50 utilizzato si riferisce ad una esposizione di 30 minuti.

(5) IDLH = Concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute.

3.2.3.3 Effetto Domino

In caso di incendi l'effetto domino dipende dall'esposizione dell'apparecchiatura alla fiamma / radiazione termica e dalle caratteristiche del bersaglio. Per quanto riguarda le esplosioni tale fenomeno dipende dai valori delle sovrapressioni generate. Nella seguente Tabella (3.12) sono mostrati i criteri usati nel presente studio per definire la possibilità di danno ad apparecchiature per irraggiamento o per contatto di fiamma.

Tabella 3.12 – Criterio per la definizione dell'effetto domino.

Durata esposizione		
Jet fire	Pozza incendiata	Irraggiamento [12.5 kW/m ²]
5 min	10 min	10 min

3.2.3.4 Durata dei Rilasci

Per il calcolo del quantitativo totale rilasciato è necessario valutare la durata del rilascio. Questo valore corrisponde al tempo di intervento necessario per isolare la sezione più la durata dello svuotamento della sezione intercettata.

Il tempo necessario ad isolare le sezioni è indicato nel Decreto Ministeriale del 15 Maggio 1996, Ministero dell'Ambiente "Criteri di analisi e valutazione dei Rapporti di Sicurezza relativi ai depositi di GPL e nella "Guida del Ministero dell'Interno alla lettura, all'analisi ed alla valutazione dei Rapporti di Sicurezza", a seconda delle protezioni presenti:

Tabella 3.13 – Valori guida per la stima del tempo di intervento.

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

Per il terminale in oggetto il tempo di intervento dei sistemi di sicurezza è valutato per ogni scenario in funzione dei sistemi di intervento previsti.

3.2.3.5 Identificazione degli scenari – Probabilità d’Innesco

La valutazione degli scenari incidentali che potrebbero occorrere a seguito di rilascio e la valutazione delle loro probabilità è sviluppato attraverso una analisi degli alberi degli eventi.

Un albero degli eventi mostra graficamente le possibili conseguenze che derivano da un evento iniziatore: per le dispersioni in funzione delle condizioni meteorologiche (dove la differenza negli effetti è significativa) e per rilasci di infiammabili come funzione dell’avvenuta presenza o meno dell’innesco. Ogni ramo di un albero degli eventi rappresenta una sequenza accidentale separata.

Di seguito verranno riportati un esempio di alberi degli eventi per i rilasci continui di gas infiammabili (Figura 3.12) e liquidi infiammabili (Figura 3.13). Gli eventi incidentali ipotizzati sono in totale 10 e per ogni evento è stato determinato il relativo albero degli eventi i quali sono riportati nell’Allegato 2.

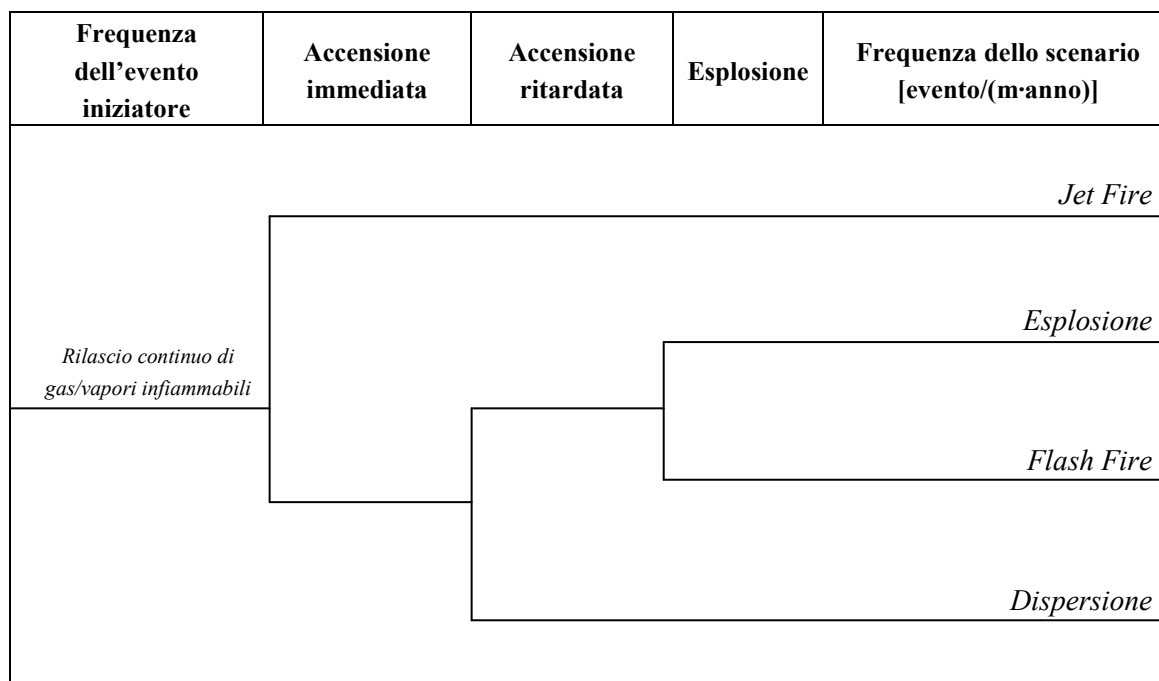


Figura 3.12 – Albero degli eventi per i rilasci continui di gas/vapori infiammabile

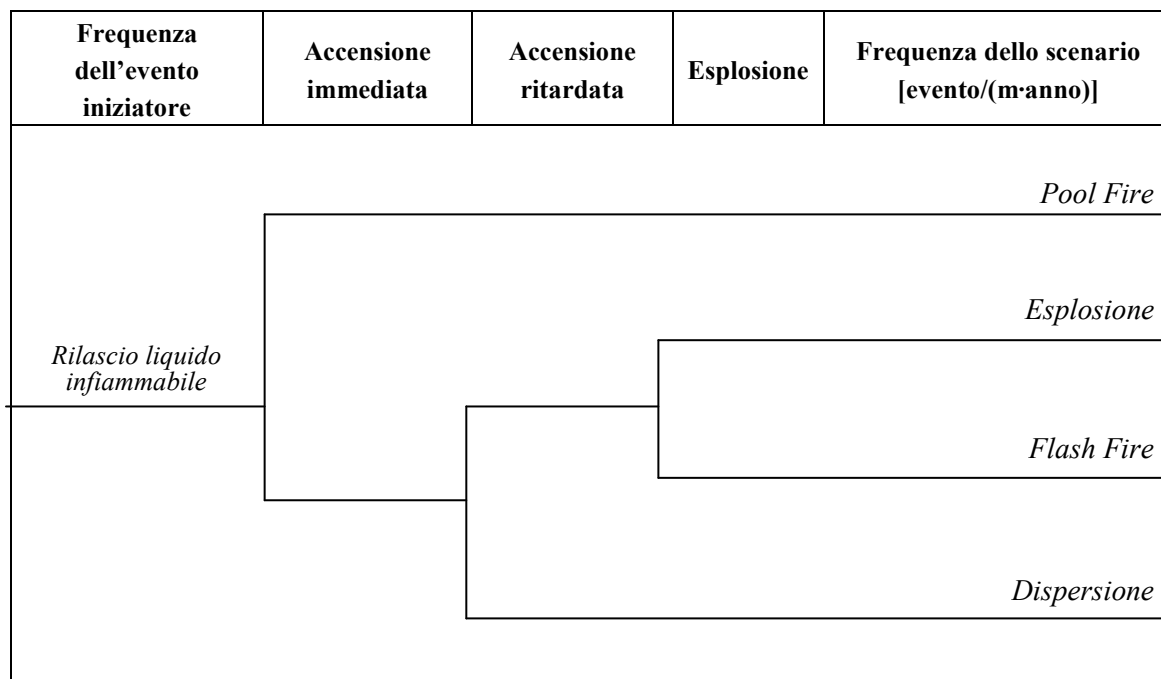


Figura 3.13 – Albero degli eventi per i rilasci continui di liquido infiammabile

I valori di probabilità relativi ai differenti rami dell'*Event Tree* sono stati valutati in accordo ai dati riportati nelle Tabelle seguenti (3.14 - 3.15), dove sono indicati i valori di probabilità d'innescio in funzione della portata di rilascio per il fluido infiammabile rilasciato, sulla base di riferimenti da letteratura tecnica internazionale (Cox *et al.*, 1990). Le portate di rilascio e le masse infiammabili vengono determinate per mezzo della simulazione degli scenari con *PHAST*.

Tabella 3.14 – Probabilità di innescio immediato per un fluido infiammabile.

RILASCI DI GAS O VAPORE	
Portata di rilascio [Kg/s]	Probabilità di innescio immediato [-]
<1	0,01
1 – 50	0,07
>50	0,30

Tabella 3.15 – Probabilità di innescio immediato per un fluido infiammabile.

RILASCIO LIQUIDO	
Portata di rilascio [Kg/s]	Probabilità di innescio immediato [-]
<1	0,01
1 – 50	0,03
>50	0,08

I valori adottati per la probabilità di esplosione o *Flash fire* sono dati nella seguente Tabella (3.16), basata su riferimenti da letteratura tecnica internazionale (Cox *et al* 1990).

Tabella 3.16 – Probabilità di esplosione/Flash fire

Massa infiammabile [Kg]	Probabilità di esplosione [-]	Probabilità di Flash Fire [-]
<100	0	0,01
100 – 1000	0,001	0,03
>1000	0,03	0,1

Al fine di valutare le opportune probabilità da inserire negli alberi degli eventi, occorre quindi calcolare la portata di rilascio e la massa in condizioni di infiammabilità per ogni evento.

Dalla Tabella precedente si nota che al di sotto di una massa di 100 kg di gas entro i limiti di infiammabilità la generazione di onde di pressione è trascurabile e il solo fenomeno considerato in caso di innesco ritardato è il *Flash fire*.

Si ricorda che secondo quanto suggerito dal D.M. del 20/10/1998 relativo a liquidi infiammabili e dal D.M. 15/5/1996 relativo a depositi di GPL, si considera possibile la esplosione in ambiente parzialmente confinato, quale quello di impianto, quando la quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 1,5 tonnellate. Il D.M. 15/5/1996 aggiunge che in ambiente non confinato tale quantità soglia è aumentata a 5 t. La soglia di 1,5 t è quindi considerata valida per un ampio spettro di sostanze in fase gassosa, dalla frazione evaporante dei combustibili liquidi ai GPL.

La adozione della soglia di 100 kg effettuata nella presente analisi è perciò certamente conservativa, anche in considerazione del ridotto grado di confinamento dell'impianto.

In caso di rottura dei bracci di scarico si ipotizza l'innesco immediato della pozza di GNL. In caso di rottura di piccola dimensione in una tubazioni GNL, si considera che il rivestimento isolante della tubazione non sia completamente danneggiato, perciò si può ipotizzare che la frazione vaporizzata del GNL rilasciato condensi per impatto con il materiale isolante. Di conseguenza il GNL sarà emesso nell'ambiente in stato liquido formando una pozza evaporante o, in caso di innesco, incendiata.

In caso di rottura medio/grande in una tubazione GNL, l'isolamento della tubazione può essere considerato completamente danneggiato. Il rilascio sarà quindi non ostacolato e in questo caso il *flash* termodinamico del GNL fa sì che non si abbia una pozza liquida.

In caso di rottura in una condotta GNL ad alta pressione, si è considerato che il GNL rilasciato dalla condotta evapori quasi istantaneamente causando il solo scenario di *Jet fire* (non *Pool fire*).

3.2.3.6 Calcolo delle conseguenze – Simulazione con PHAST

È stato deciso di valutare due diversi casi per il calcolo delle conseguenze: il primo caso considera il *metano in miscela*, mentre il secondo considera il metano puro. Il metano in miscela è caratterizzato dalla seguente composizione (Tabella 3.17) :

Tabella 3.17 – Composizione Gas Naturale utilizzato per la valutazione delle conseguenze

Componente	Unità	Composizione media
		Algeria – Arzew
Azoto	Mol%	0.5
Metano	Mol%	88.0
Etano	Mol%	9.0
Propano	Mol%	2.0
Più pesanti del C ₄	Mol%	0.5
TOTALE	Mol%	100.0

Si è deciso di confrontare i risultati ottenuti per il metano in miscela con quelli forniti da una società che ha condotto il medesimo studio sul terminale di rigassificazione, per poter così valutare l'attendibilità dei risultati calcolati in questa tesi.

La procedura operativa che viene applicata al *case study* per la valutazione delle conseguenze viene riportata di seguito:

1) Mappa e dimensioni caratteristiche del sistema.

Inizialmente viene caricata la mappa del terminale di rigassificazione (Figura 3.14) e ne vengono definite le dimensioni principali: lunghezza (300 m) e larghezza (50 m).

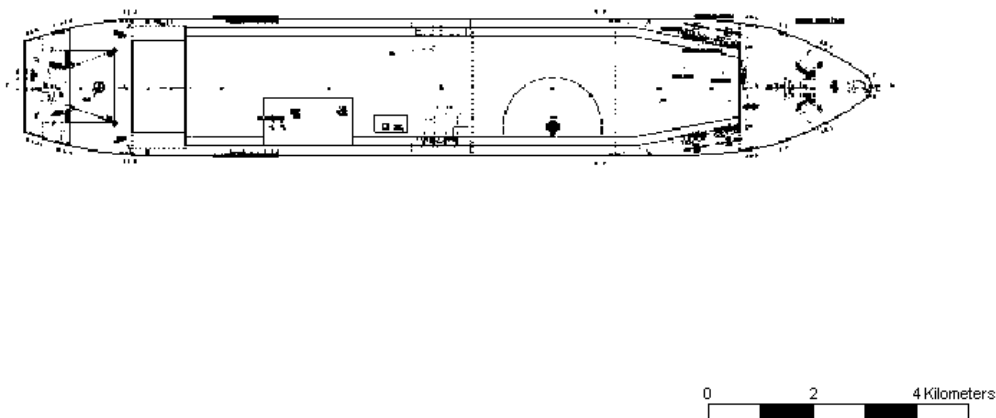


Figura 3.14 – Mappa del Terminale di rigassificazione sottoposto ad Analisi del Rischio.

2) Definizione delle sostanze coinvolte nel processo.

Il metano puro è presente come sostanza di *default* in PHAST, mentre per quanto riguarda il gas naturale è necessario definire una nuova miscela (*New Mixture*) e assegnarne la composizione molare (*Component – Molar Amount %*). Per il calcolo delle proprietà di miscela viene utilizzata l'Equazione di Stato *Soave Redlich Kwong* per la quale vengono richiesti i parametri di interazione (*Interaction Parameter*) riportati in Tabella 3.18 (<http://www.chemsof.com/>).

Tabella 3.18 – Parametri di interazione binaria per l'equazione di stato *Soave Redlich Kwong*.

Componente	Azoto	Metano	Etano	Propano	N - butano
Azoto	0.0000	0.0311	0.0515	0.0852	0.0800
Metano	0.0311	0.0000	-0.0026	0.0140	0.0133
Etano	0.0515	-0.0026	0.0000	0.0011	0.0096
Propano	0.0852	0.0140	0.0011	0.0000	0.0033
N – butano	0.0800	0.0133	0.0096	0.0033	0.0000

3) Definizione dei parametri (Parameters) relativi ai diversi scenari.

Per il *Jet fire*, il *Pool fire*, il *Fireball* e il *BLEVE* viene definita l'intensità della radiazione termica, mentre per le esplosioni viene definito il picco di sovrappressione relativo (*Overpressure gauge*). Tali parametri vengono assegnati sulla base dei valori riportati in Tabella 3.11.

4) Definizione delle condizioni ambientali (Weather).

Viene assegnata la velocità del vento (3m/s) e la classe di stabilità di Pasquill (F - *Stable night with moderate clouds and light/moderate wind*). Successivamente vengono definiti i parametri atmosferici (*Atmospheric Parameter*):

- Temperatura: 15°C;
- Umidità relativa: 0.8 (frazione)
- Flusso della radiazione solare: 0.5 kW/m²

Viene poi assegnata la tipologia di superficie (*Surface Type*) che per questo terminale corrisponde a *0.2mm – open water* e ne viene data la temperatura pari a 15°C, tale valore è stato valutato considerando la posizione geografica del terminale e le temperature medie annue che la caratterizzano.

5) Definizione del modello (*Models*) di rilascio.

Considerando che i rilasci ipotizzati riguardano tubazioni e serbatoi il modello che viene selezionato è *Vessel/Pipeline*. A questo punto viene posizionato sulla mappa il punto di rilascio dell'evento che viene considerato.

In Figura 3.15 viene riportata la mappa sulla quale sono stati collocati tutti i punti di rilascio relativi agli scenari incidentali ipotizzati.

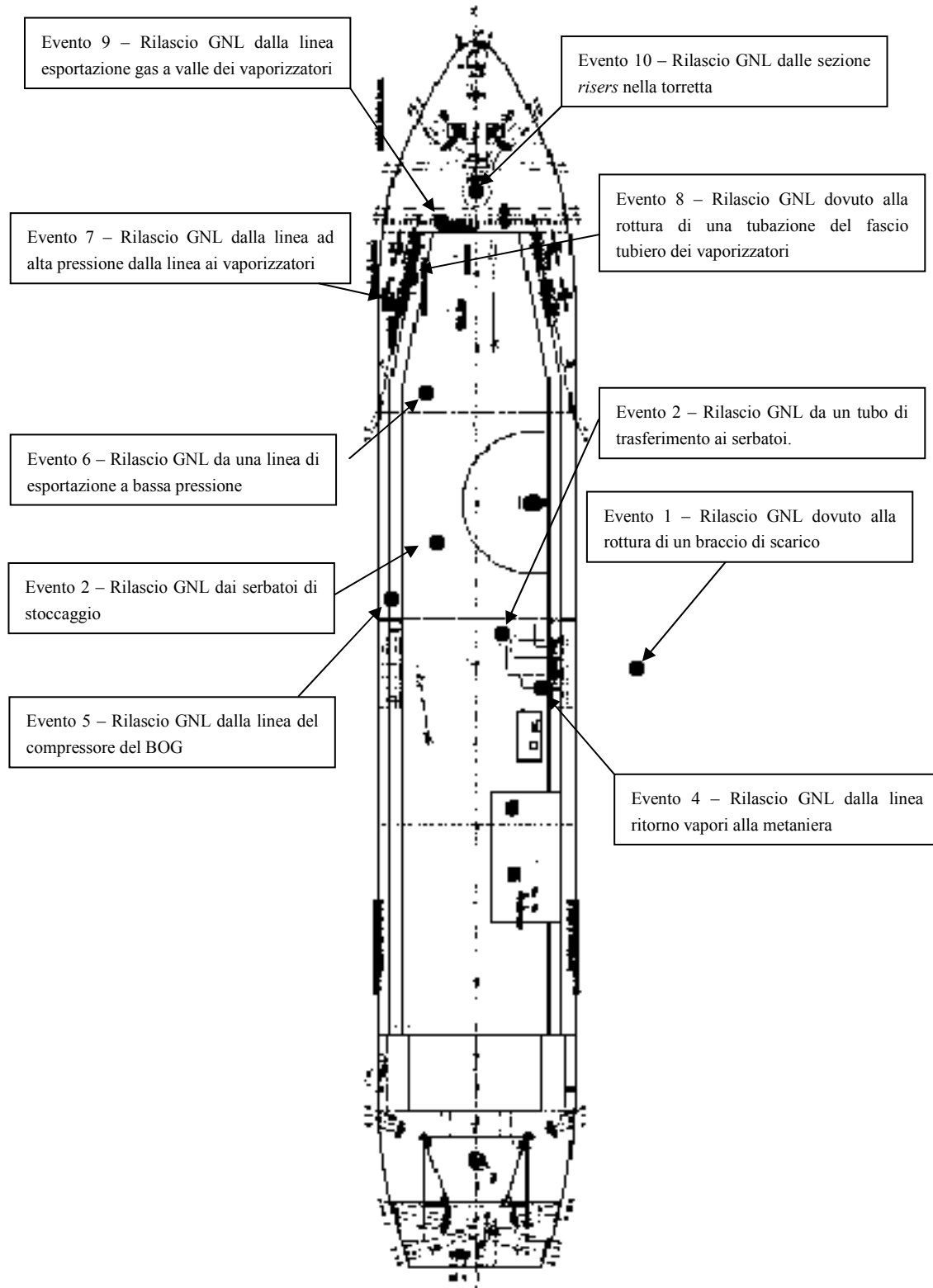


Figura 3.15– Mappa del terminale di rigassificazione con posizionamento di tutti i punti di rilascio.

Una volta definita la posizione del rilascio vengono assegnati i seguenti parametri:

- Materiale rilasciato: Metano/Miscela
- Massa (Kg)
- Condizioni operative di processo: Temperatura (°C), Pressione relativa (bar), Fase del fluido (Liquido/vapore/bifasico), Tipologia di fluido (Liquido pressurizzato/Gas pressurizzato, ecc.)
- Tipologia di scenario: Rottura catastrofica, Rilascio, Rottura linea, ecc. In questo *case study* è stato deciso di considerare due tipologie di rottura: rottura a ghigliottina o catastrofica (diametro del foro pari 100% del diametro della tubazione) e diametro del foro pari al 10% del diametro della tubazione.
- Rilascio all'aperto/al chiuso: all'aperto
- Fase del rilascio: Liquido, Vapore, Bifasico
- Posizione del rilascio (m)
- Direzione del rilascio: orizzontale, verticale, inclinato rispetto all'orizzontale (gradi), ecc.

La definizione del modello deve essere effettuata per ogni evento di rilascio ipotizzato e i dati utilizzati per le portate, per le lunghezze e i diametri delle tubazioni e per i diametri dei fori di rottura sono quelli riportati in Tabella 3.7.

- 6) Valutazione delle conseguenze tramite simulazione. Il programma fornisce un report per ogni evento nel quale vengono riportati gli input e gli output necessari alla determinazione delle conseguenze e i grafici rappresentativi degli scenari che si verificano. Tutti i grafici relativi alla valutazione delle conseguenze sono riportati in Allegato IV.

Per maggiore chiarezza viene descritta nel dettaglio la valutazione delle conseguenze per l'Evento 1 – Metano in miscela: Rilascio di GNL dovuto alla rottura di un braccio di scarico. Come già specificato tutti gli altri casi sono riportati in Allegato IV.

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella tabella seguente (Tabella 3.19).

Tabella 3.19 – Dati in ingresso al modello per l'Evento 1 – Metano in miscela.

Materiale rilasciato	
Sostanza	Miscela
Massa	400 Kg
Condizioni di processo	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	13.6 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
Scenario	
Tipologia scenario	Rottura catastrofica
Diametro del foro di rottura	400mm
Fase del rilascio	Liquida
Posizione	
Altezza rilascio	1 m

Una volta assegnati tutti i dati in ingresso viene avviata la simulazione. Come *output* si ottengono il *report*, nel quale sono riportati tutti i dati relativi alle conseguenze e i rispettivi grafici (Figura 3.16 – 3.17).

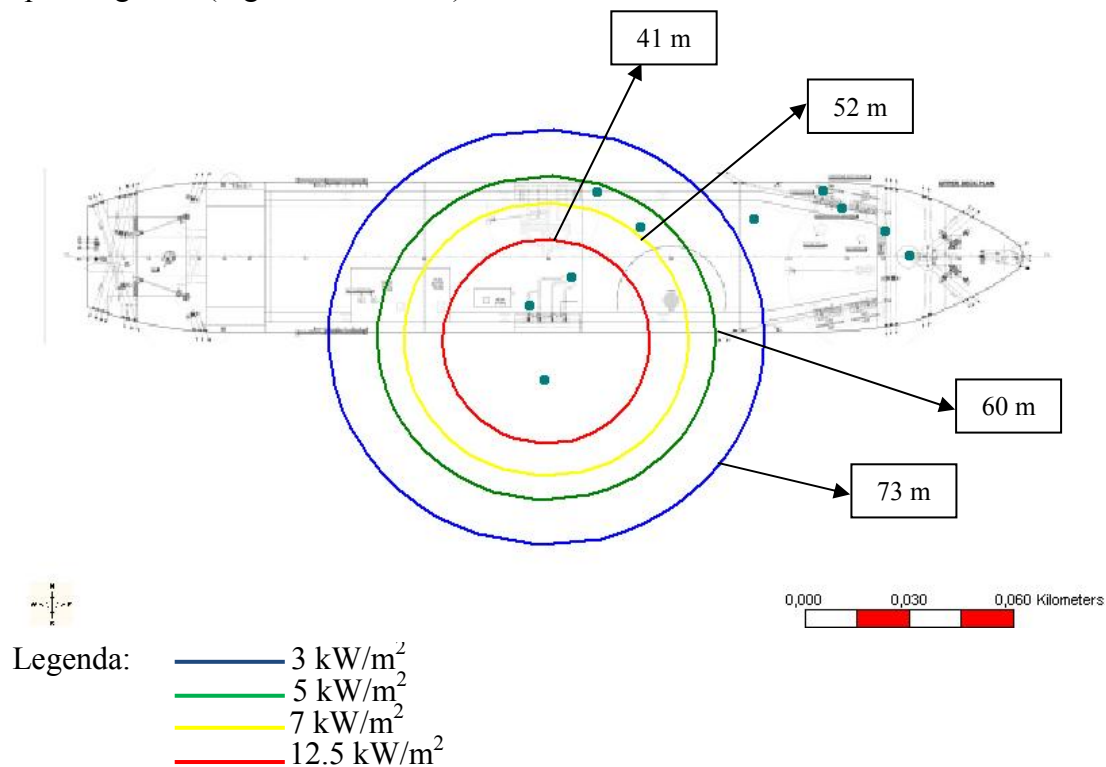


Figura 3.16 – Irraggiamento termico derivante dal Pool fire. I cerchi indicano le distanze di danno in metri a partire dal centro della pozza.

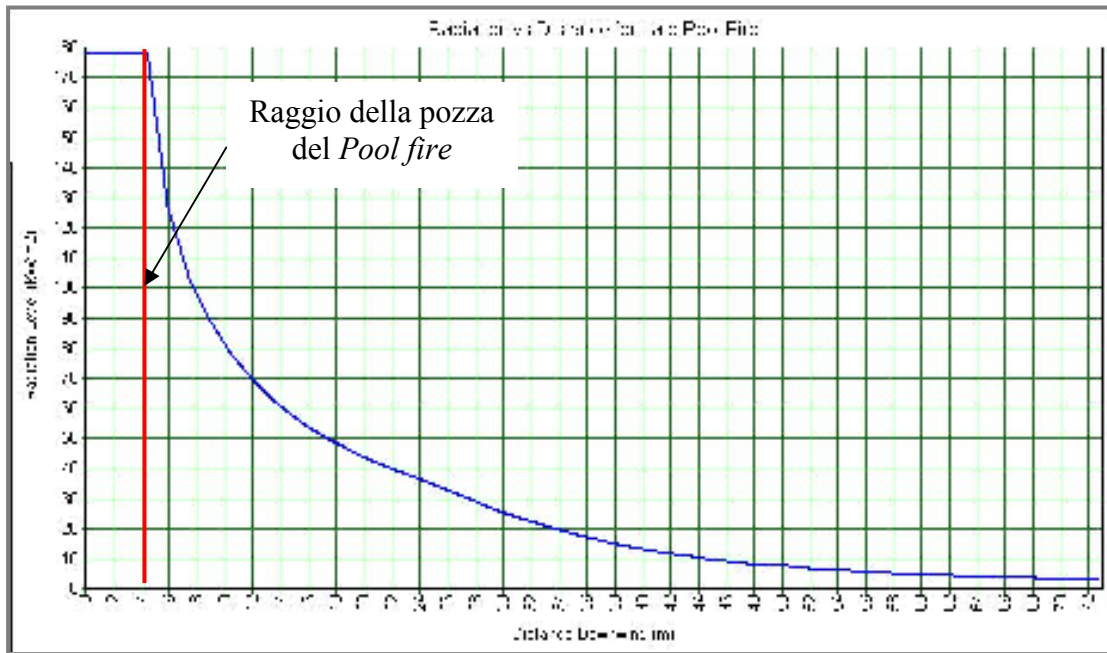


Figura 3.17 – Irraggiamento termico derivante dal Pool fire in funzione della distanza in metri.

In Tabella 3.20 vengono riassunti i dati principali ottenuti in uscita dalla simulazione.

Tabella 3.20 – Dati sulle conseguenze per l'Evento 1 – Metano in miscela.

Dati del rilascio	
Frazione di liquido	1.00 (-)
Portata di rilascio	602 Kg/s
Temperatura finale	-160.97°C
Pool Fire	
Diametro della pozza	5.7 m
Durata dello scenario	20 secondi
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro della pozza)	3 kW/m ² 73 m
	5 kW/m ² 60 m
	7 kW/m ² 52 m
	12.5 kW/m ² 41 m

Considerando che si tratta di una rottura catastrofica, la portata di rilascio coincide con la portata presente nel braccio di scarico.

Osservando inoltre che la probabilità di innesco immediato (*Pool Fire*) è pari a 1.00 non è necessario conoscere per questo evento la massa infiammabile in quanto la probabilità che si verifichino un'*esplosione* oppure un *Flash fire* è nulla.

Una volta nota la portata di rilascio è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento /($m \cdot anno$)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura 3.16).

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/($m \cdot anno$)]
<i>Rilascio liquido infiammabile</i>	1.00			<i>Pool Fire</i>
				6.56 E-08
				<i>Esplosione</i>
		0.01		0.00 E+00
	6.56 E-08			<i>Flash Fire</i>
	0.00			0.00 E+00
		0.99		<i>Dispersione</i>
				0.00 E+00

Figura 3.16– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto alla rottura di un braccio di scarico.

A questo punto è possibile riassumere in un'unica tabella (Tabella 3.21) quale sia la frequenza con la quale può verificarsi la rottura di un braccio di scarico, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti.

Tabella 3.21 – Dati riassuntivi relativi all'Evento1, metano in miscela – Rottura di un braccio di scarico.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio ev/($m \cdot anno$)	Scenario	Frequenza dello scenario ev/($m \cdot anno$)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
400	6.56 E-08	Pool fire	6.56 E-08	73	60	52	41

Il danno che una persona può subire venendo esposta ad irraggiamento a causa di un incendio è funzione della durata del tempo di esposizione e delle eventuale schermatura che gli indumenti costituiscono. Il valore dell'irraggiamento in grado di causare danni aumenta al diminuire del tempo di esposizione.

Per flussi di 3 kW/m² e per tempi di esposizione brevi il personale che si trova nel raggio di 73 metri potrebbe subire ustioni di primo grado; per quanto riguarda

irraggiamenti compresi tra 3 e 5 kW/m² si hanno ustioni gravi (di secondo grado). Per flussi maggiori di 5kW/m² non si trascura la probabilità di almeno un decesso e in ogni caso si hanno ustioni di terzo grado.

Sulla base della Tabella 3.11 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m²) possono interessare un'area fino a 60 metri dal punto di rilascio.

Dalla Figura 3.17 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità della pozza raggiunge valori di 180 kW/m². Nonostante tali valori siano molto elevati, la breve durata dello scenario (20 secondi) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico. Questa variazione è dovuta al contributo delle altre sostanze presenti nella miscela. I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella 3.22:

Tabella 3.22 – Dati riassuntivi relativi all'Evento1, metano puro – Rottura di un braccio di scarico.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio ev/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario ev/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
400	6.56 e-08	Pool fire	6.56 e-08	71	59	51	40

Nonostante la possibile rottura di un braccio di scarico e conseguente *Pool fire* possano provocare danni di ampia portata, la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa (6.56 E-08 eventi /(m·anno)).

Si sottolinea inoltre che durante le normali operazioni la maggior parte del personale è all'interno della Sala controllo, o all'interno di altri locali della nave, protetto dagli effetti dell'irraggiamento. La presenza di personale sul ponte della nave è prevista solo durante le operazioni di scarico del GNL o per esigenze di controllo e manutenzione.

Nella Tabella riportata di seguito (Tabella 3.23) vengono riportati i principali risultati ottenuti per tutti gli scenari incidentali ipotizzati, per permettere un confronto agevole tra le varie conseguenze che ne derivano e consentire il calcolo del Rischio d'area.

3.2.4 Determinazione del Rischio Integrato d'area

Una volta calcolata la frequenza attesa per ogni evento e stimato il danno conseguente, è possibile determinare il *Rischio Integrato d'area* per mezzo della relazione (3.1):

$$R = f \cdot M \quad (3.1)$$

Dove: R = rischio [eventi/(m · anno)]

f = frequenza [eventi/(m · anno)]

M = magnitudo [mortalità, danni alle infrastrutture]

Il *Rischio Integrato d'Area* è il rischio cui è complessivamente sottoposta una zona di estensione limitata, sia nel breve sia nel medio - lungo periodo, a seguito della presenza di più fattori di rischio che possono agire indipendentemente (problema di ricomposizione del rischio) o in modo concatenato (problema di effetto domino), con particolare attenzione ai fattori di rischio a bassa frequenza di accadimento ed alta magnitudo delle conseguenze. Il piano di rischio integrato d'area considera due orizzonti temporali diversi, seppure con azioni complementari fra loro, ovvero:

- *azioni di "medio – lungo periodo"* volte a prevenire il rischio mediante azioni strutturali e non strutturali, tali da ridurre e/o mitigare le diverse componenti del rischio stesso dalla pericolosità, all'esposizione e alla vulnerabilità fino al rischio stesso. Le misure di questo tipo richiedono tempo perché ne risulti chiara l'efficacia e perché abbiano modo di far maturare i propri effetti positivi.
- *azioni di breve periodo* che mirano a costruire efficaci piani di emergenza, che consentano di affrontare un'eventuale crisi nel modo migliore, riuscendo a mitigarne gli effetti più negativi sulla società e sulle aree colpite. Il coordinamento e l'integrazione dinamica tra queste due componenti consente di pianificare un programma di riduzione del rischio armonico e sinergico, in grado di raggiungere gli obiettivi predefiniti nel modo più efficace possibile.

Fondamentale è l'estensione territoriale su cui si vogliono integrare i rischi. Maggiore è l'estensione territoriale considerata, maggiore risulta essere la complessità dell'analisi e le risorse di conseguenza necessarie, ma allo stesso tempo aumenta la significatività dell'analisi stessa. Estensioni territoriali eccessivamente ridotte portano a risultati non realistici in quanto intrinsecamente non possono tener conto delle interazioni tra più sorgenti di rischio e centri di vulnerabilità presenti sul territorio (<http://www.protezionecivile.regione.lombardia.it/>).

In questo studio per effettuare l'analisi del Rischio Integrato d'area è stato utilizzato il software ArcGIS, necessario per la georeferenziazione delle immagini. Una volta caricata la mappa del Terminale di rigassificazione sono stati posizionati gli eventi sulla base del punto di rilascio. Successivamente vengono fornite le coordinate geografiche

dell'area soggetta allo studio e infine per ogni evento vengono fornite le distanze in metri relative agli scenari aventi conseguenze di grave entità, con frequenza di accadimento superiore a $1 \text{ E-}10$ eventi $/(\text{m} \cdot \text{anno})$ (Figura 3.17), secondo i criteri riportati di seguito:

- *Flash fire*: il limite inferiore di infiammabilità causa un sicuro impatto quindi la probabilità di morte è pari a 1.
- Esplosione: un picco di sovrapressione di 0.3 bar genera una probabilità di morte pari a 1.
- *Jet fire*: la probabilità di decesso è in funzione della radiazione termica e per una radiazione pari a 12.5 W/m^2 si ha una probabilità pari a 0.653.

Per tutti gli altri casi la probabilità da attribuire è nulla.

Il metodo per determinare l'esposizione e gli effetti relativi a un rilascio o dispersione di una sostanza pericolosa è basato sulla probabilità di decesso. La probabilità di morte, indicata con P_E , indica la probabilità che un individuo perisca a causa dell'esposizione. L'individuo si assume che sia all'esterno e privo di protezioni. Questo parametro è usato nel calcolo del rischio individuale.

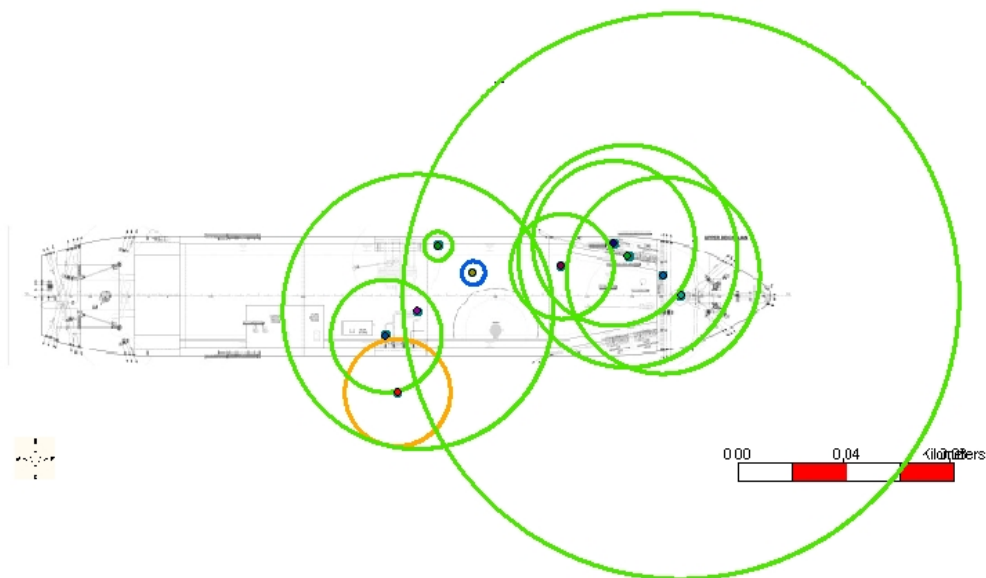


Figura 3.17 - Distanze in metri relative agli scenari aventi conseguenze di grave entità.

Per il calcolo del Rischio Integrato d'Area è stata utilizzata la Tabella 3.24 nella quale sono stati riassunti gli scenari aventi conseguenze di grave entità e frequenze di accadimento superiori a $1 \text{ E-}10$ eventi $/(\text{m} \cdot \text{anno})$.

Nella Tabella seguente (Tabella 3.25) si riporta il calcolo del rischio con i contributi che partecipano alla sua determinazione.

Area	Contributi	Rischio [eventi/(m · anno)]
1	Jet fire - Evento 2	1.80 E-08
2	Jet fire – Evento 10	5.00 E-09
3	(Pool fire – Evento 1) + Area 1	6.00 E-08
4	(Jet fire – Evento 4) + Area 3	6.30 E-08
5	(Jet fire – Evento 4) + Area 1	2.10 E-08
6	Area 2 + Area 3	6.50 E-08
7	Area 2 + Area 4	6.80 E-08
8	Area 2 + Area 5	2.60 E-08
9	(Jet fire – Evento 5) + Area 1+ Area 2	3.20 E-08
10	(Flash fire – Evento 3) +Area 1 + Area 2	2.70 E-08
11	Area 1 + Area 2	2.30 E-08
12	(Jet fire – Evento 9) + Area 2	3.40 E-08
13	(Jet fire + Evento 8) + Area 12	8.30 E-08
14	(Jet fire – Evento 8) + Area 2	5.40 E-08
15	(Jet fire – Evento 7) + Area 14	6.50 E-08
16	(Jet fire – Evento 6) + Area 15	7.60 E-08
17	(Jet fire – Evento 7) + Area 14	6.50 E-08
18	(Jet fire – Evento 7) + Area 17	7.60 E-08
19	(Jet fire – Evento 6) + (Jet fire – Evento 8) + Area 11	8.30 E-08

Nella figura seguente (Figura 3.18) vengono indicate le *curve di isorischio*, ovvero luogo dei punti che hanno lo stesso rischio. Le curve sono state raggruppate in 4 categorie principali:

- 1.00 E-08/3.00 E-08 [eventi/(m · anno)](Azzurro)
- 3.00 E-08/5.00 E-08 [eventi/(m · anno)] (Verde)
- 5.00 E-08/7.00 E-08 [eventi/(m · anno)] (Giallo)
- 7.00 E-08/9.00 E-08 [eventi/(m · anno)] (Rosso)

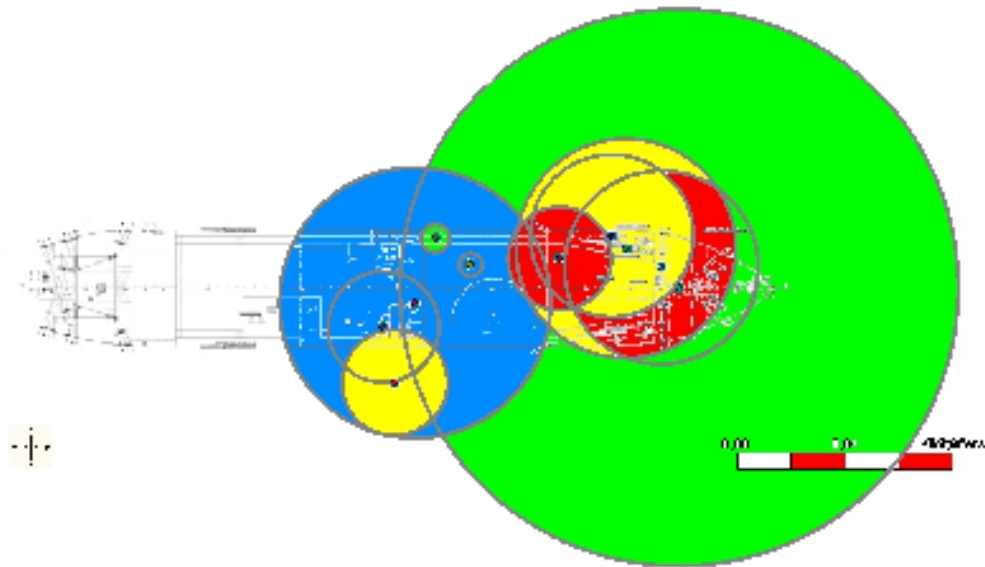


Figura 3.18 – Curve di isorischio del Terminale di rigassificazione.

Per quanto riguarda le osservazioni relative ai risultati ottenuti, queste vengono riportate nel capitolo conclusivo del lavoro.

Conclusioni

L'obiettivo della tesi è quello di sottoporre ad analisi del rischio un Terminale di rigassificazione *Offshore*, valutando in modo puntuale i benefici e gli eventuali rischi derivanti dall'impiego di questi impianti.

La procedura di Analisi del rischio prevede tre fasi fondamentali:

1. Descrizione del sistema;
2. Identificazione del rischio: stima delle frequenze di accadimento, stima delle conseguenze e determinazione del rischio;
3. Accettazione del rischio.

Le simulazioni necessarie per la valutazione delle conseguenze sono state effettuate con l'ausilio del programma PHAST.

Dopo aver acquisito tutti i dati necessari alla descrizione del sistema, sono stati ipotizzati gli scenari incidentali più credibili per il Terminale e per questi sono state determinate le *frequenze di accadimento* e *valutate le conseguenze* in termini di danni alle persone e alle strutture.

Come risultati delle simulazioni sono stati ottenuti i grafici e le mappe degli scenari che possono verificarsi a seguito di un rilascio accidentale di gas naturale con le distanze di danno, le portate di rilascio e le masse infiammabili. Con queste ultime due è stato possibile costruire gli *alberi degli eventi*, fondamentali per determinare con quale frequenza può verificarsi uno scenario a seguito di un rilascio accidentale di GNL.

Quello che si osserva dalle simulazioni è che nonostante le frequenze di accadimento siano molto basse (le più elevate sono dell'ordine di 10^{-8} [eventi/(m · anno)], ovvero 1 evento ogni 100 milioni di anni) le conseguenze che potrebbero derivare sono di grave entità. Nella maggior parte degli eventi ipotizzati in caso di *Jet fire*, si osserva un coinvolgimento della nave di almeno il 50%. Nel caso del *Pool fire* si osserva che l'irraggiamento termico che ne deriva è nettamente maggiore rispetto a quello del *Jet fire*, ma le distanze di danno raggiunte sono inferiori. Le conseguenze più gravi si osservano nel caso di rilascio di gas dalla sezione *risers* nella torretta: l'irraggiamento termico pari a 12.5 kW/m^2 (probabilità di morte sicura pari a 1) copre una distanza di 432 m. Il *Jet fire* si verifica in seguito a ogni rilascio, tranne nel caso di perdita da serbatoi di stoccaggio. Anche per quanto riguarda il *Flash fire* si osserva che molto spesso sezioni della nave si trovano all'interno dei limiti di infiammabilità (LFL e $\frac{1}{2}$ LFL) e quindi nel caso in cui sia presente un innesco le conseguenze che possono derivarne sono molto gravi. L'unico evento che non prevede la formazione di *Flash fire* è il rilascio di GNL dovuto a rottura di braccio di scarico.

Le esplosioni si verificano in due casi soltanto, anche se le conseguenze che ne derivano sono di grande entità. Gli eventi per i quali si osserva tale scenario sono il rilascio di GNL da un tubo di trasferimento ai serbatoi e il rilascio di gas nella sezione *risers* della torretta. Per il primo caso l'esplosione colpisce una zona fino a 200 m di raggio, mentre nel secondo caso la distanza raggiunta è di circa 350 m.

Per tutti gli eventi si è esclusa la possibilità di effetto domino a causa della loro breve durata (al massimo 1 minuto). Si deve precisare che tale conclusione è stata valutata ipotizzando che le valvole di sicurezza funzionino correttamente. Infatti in caso di mancato funzionamento delle valvole di sicurezza non è possibile escludere il verificarsi dell'effetto domino in quanto il rilascio di Gas Naturale non verrebbe fermato con conseguente aumento della durata degli scenari.

Si deve inoltre aggiungere che nonostante non si verifichi effetto domino, i danni che possono generarsi dal verificarsi degli scenari osservati sono di non lieve entità in quanto sia nel caso dell'irraggiamento termico che delle esplosioni i valori raggiunti in termini di distanze di danno sono molto elevati.

Per valutare l'attendibilità dei risultati ottenuti è stato fatto un confronto con i valori forniti da una società che ha condotto il medesimo studio ed è stata trovata una corrispondenza tra i due lavori.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del *metano puro* non si sono osservate differenze attribuibili alla presenza o meno di altri componenti in miscela.

Con i risultati ottenuti dalle simulazioni con PHAST è stato determinato il *Rischio Integrato d'Area* che corrisponde al rischio cui è complessivamente sottoposta la zona del Terminale di rigassificazione.

Dai risultati ottenuti è possibile concludere che l'area del terminale a maggior rischio è la sezione che comprende i vaporizzatori e i *risers* (prua della nave rigassificatrice). In queste aree il rischio ha valori compresi tra $7.00 \text{ E-}08$ e $9.00 \text{ E-}08$ [eventi/(m · anno)].

Un'ulteriore verifica che è stata fatta sul Terminale riguarda la temperatura alla quale l'acqua di mare viene scaricata in quanto secondo gli ambientalisti il problema del raffreddamento delle acque ha conseguenze devastanti sulla vegetazione e la fauna dell'ambiente marino. L'acqua utilizzata presenta all'ingresso una temperatura di 9°C e viene scaricata a una temperatura di circa 1°C . Considerando che la temperatura superficiale dell'acqua in quest'area assume valori di $9-10^\circ\text{C}$ e che lo scarico avviene a una profondità superiore ai 30 m sicuramente le temperature dell'acqua in tale zona saranno minori e dunque il salto termico provocato dal processo di rigassificazione non risulta essere poi così dannoso per l'ambiente acquatico.

Le simulazioni sono state condotte non considerando la presenza della nave metaniera che fornisce il GNL al Terminale in quanto il software utilizzato in tale lavoro (PHAST)

esclude la presenza di ostacoli nell'intorno dell'area studiata. Un ulteriore approfondimento potrebbe riguardare tale situazione tramite l'ausilio del codice di calcolo CFD (*Computational Fluid Dynamic*) che permette la visualizzazione in 3D dell'evoluzione del rilascio in zone che presentano un determinato livello di congestionamento.

Allegato I

**Scheda di Sicurezza
del
Gas Naturale**

Gas Naturale

Scheda Dati di Sicurezza

1. IDENTIFICAZIONE DELLA SOSTANZA/PREPARATO E DELLA SOCIETÀ/IMPRESA

1.1. Identificazione prodotto

Nome del prodotto : Gas Naturale

Codice Prodotto : XXXXX

1.1. Utilizzi identificati rilevanti delle sostanza o miscela e utilizzi sconsigliati

Uso prodotto: combustibile gassoso per usi domestici ed industriali, carburante per motori a combustione interna.

1.2. Dettagli del fornitore della sostanza o miscela

Fabbricante/Fornitore: XXXXX

Telefono : XXXXX

Indirizzo e-mail: XXXXX

Numeri telefonici di emergenza: XXXXX

Altre informazioni: XXXXX

2. COMPOSIZIONE/INFORMAZIONE SUGLI INGREDIENTI

Il gas naturale (CAS 68410 – 63 – 9; EINECS 270 – 085 – 9) è una miscela complessa di idrocarburi C1 – C4 e gas inerti in concentrazioni variabili.

Il principale componente pericoloso del gas naturale è il metano (CAS 74 – 82 – 8; EINECS 200 – 812 – 7; F +; R12) in concentrazione >80% Vol.

Altri componenti pericolosi del gas naturale in concentrazione >0.2% (Vol.) sono riportati nella seguente tabella (Tabella A1.1):

Tabella A1.1 – Componenti pericolosi del Gas Naturale (oltre al metano).

Componente	Numero CAS	Numero EINECS	Classificazione e simbolo di pericolo	Fraasi di rischio R	Consigli di prudenza S
Etano	74-84-0	200-814-8	F +	12	(2)-9-16-33
Propano	74-98-6	200-827-9	F +	12	(2)-9-16
Butano	106-97-8	203-448-7	F +	12	(2)-9-16
Isobutano	75-28-5	200-857-2	F +	12	(2)-9-16

3. IDENTIFICAZIONE DEI PERICOLI

- 3.1. **Classificazione:** sostanza classificata pericolosa ai sensi della normativa vigente (F +; R12)
- 3.2. **Pericoli connessi alle caratteristiche chimico – fisiche:** il gas naturale è infiammabile e forma con l'aria miscele infiammabili ed esplosive. Il gas naturale a temperatura ambiente è più leggero dell'aria, e può accumularsi in luoghi chiusi, sotto tettoie o coperture prive di aperture. Nota: in casi particolari (p.e. espansione brusca con salti di pressione superiori a 320 bar), il gas naturale può raggiungere temporaneamente temperature molto basse e una densità maggiore dell'aria. In tal caso esiste il rischio transitorio di accumulo a livello del suolo e pericolo di incendio anche a distanza. In generale, l'espansione brusca del gas naturale in pressione può provocare un forte abbassamento della sua temperatura. In tal caso il contatto del gas con la pelle o gli occhi può causare ustioni da freddo.
- 3.3. **Pericoli connessi alle proprietà tossicologiche:** l'esposizione prolungata a concentrazioni elevate può provocare emicrania, malessere e difficoltà di respirazione. Il prodotto non è classificato tossico, ma l'accumulo di gas naturale in ambienti confinati può creare rischi di asfissia per riduzione del tenore di ossigeno nell'aria (valore limite ossigeno circa 18%).
- 3.4. **Pericoli connessi agli effetti specifici sulla salute umana:** non è presente nell'elenco delle sostanze cancerogene CEE. Non citata in elenchi di altri organismi internazionali/nazionali di riferimento (IARC, ACGIH, OSHA, NIOSH). Non sono riferite evidenze relativamente a: teratogenesi, mutagenesi, effetti sulla riproduzione, potere sensibilizzante, neuro - tossicità.
- 3.5. **Pericoli connessi agli effetti sull'ambiente:** non sono da segnalare significativi effetti sull'ambiente riferibili a emissioni in atmosfera.

Elementi dell'etichetta:



Liquido infiammabile



Gas compresso

Indicazioni di pericolo H:

- H220: Gas altamente infiammabile.
- H280: Contiene gas sottopressione; può esplodere se riscaldato.

Consigli di prudenza P:

- P210: Tenere lontano da fonti di calore/scintille/fiamme libere/superfici riscaldate – Non fumare.
- P377: In caso di incendio dovuto a perdita di gas, non estinguere a meno che non sia possibile bloccare la perdita senza pericolo.
- P381: Eliminare ogni fonte di accensione se non c'è pericolo.
- P403: Conservare in luogo ben ventilato.

4. INTERVENTI DI PRIMO SOCCORSO

- 4.1. **Inalazione:** in alta concentrazione può causare asfissia. I sintomi possono includere perdita di mobilità e/o conoscenza. Le vittime possono non rendersi conto dell'asfissia. Allontanare l'infortunato dalla zona di pericolo e tenerlo all'aria aperta. Se l'infortunato non respira praticare la respirazione artificiale ed eventualmente la rianimazione. Se necessario somministrare ossigeno, fuori dalla zona di pericolo. Nei casi gravi trasferire l'infortunato d'urgenza in ospedale .
- 4.2. **Contatto con la pelle:** in caso di ustioni da freddo per contatto con getti di gas in rapida espansione, coprire la parte con garza o panni puliti. Chiamare un medico o portare in ospedale. Non applicare pomate o altri prodotti se non dietro indicazione di un medico.
- 4.3. **Contatto con gli occhi:** in caso di irritazione dovuta a prolungata esposizione irrigare abbondantemente con acqua tiepida ed eventualmente consultare uno specialista. In caso di contatto con prodotto freddo, coprire la parte con garza o panni puliti. Chiamare un medico o portare in ospedale.
- 4.4. **Ingestione:** non previsti interventi specifici.

5. MISURE ANTINCENDIO

- 5.1. **Informazioni generali:** non estinguere l'incendio finché la fuoriuscita del prodotto non sia stata bloccata o ne sia comunque certa l'immediata intercettazione. Se possibile arrestare la fuoriuscita del prodotto. Allontanarsi dal recipiente, circoscrivere la zona ed irrorare con acqua da posizione protetta, fino a raffreddamento del contenitore. Non spegnere il gas incendiato se non è assolutamente necessario: può verificarsi una riaccensione esplosiva. Spegnere le fiamme circostanti.

- 5.2. **Pericoli specifici:** è un gas altamente infiammabile ed esplosivo in ambienti confinati; può deflagrare in situazioni di confinamento parziale.
- 5.3. **Interventi specifici:** utilizzare come mezzi estinguenti polvere chimica, CO₂ in ambienti confinati. L'acqua a getto frazionato (acqua nebulizzata) può essere utilizzata per diluire eventuali nubi di gas sotto il limite di infiammabilità. In ogni caso l'uso è riservato al personale appositamente addestrato. L'impiego di schiuma è inefficace. Allontanare dall'area dell'incendio gli eventuali contenitori (bombole) intatti. Se necessario usare getti d'acqua per raffreddare superfici e contenitori esposti alle fiamme o al calore. Gli addetti per l'estinzione devono essere dotati di equipaggiamento protettivo e, negli ambienti chiusi, di adeguati sistemi di protezione respiratoria (autorespiratori). I componenti della combustione completa del gas sono l'anidride carbonica e l'acqua; in carenza di ossigeno la combustione incompleta dà luogo alla formazione di monossido di carbonio (pericolo di intossicazione).

6. PROVVEDIMENTI IN CASO DI DISPERSIONE ACCIDENTALE

Eliminare le fonti di accensione, bloccare la fuga alla fonte senza pregiudicare l'incolumità propria o altrui. In caso di fuoriuscita in ambiente confinato, eliminare tutte le fonti di accensione, disattivare l'impianto elettrico e favorire la ventilazione dell'ambiente. Delimitare la zona di pericolo. Usare solo apparecchiature elettriche di sicurezza e attrezzi antiscintilla. Tener presente che il metano è più leggero dell'aria e la sua dispersione avviene verso l'alto, con possibile formazione di sacche di gas in prossimità del soffitto/tetto. È importante ricordare che si tratta di gas asfissiante, quindi, in caso di intervento indossare sempre l'autorespiratore. Se la perdita interessa un contenitore mobile e non può essere arrestata, portare il contenitore all'aperto in zona isolata e svuotare in atmosfera.

7. MANIPOLAZIONE ED IMMAGAZZINAMENTO

Il trasporto in pressione del gas, viene effettuato in tubazioni.

- 7.1. **Manipolazione:** in caso di manipolazione, eliminare ogni potenziale fonte d'ignizione quali fiamme libere, scintille, superfici ad elevata temperatura. Mantenere lontana ogni fonte di calore. Apporre cartelli di divieto di fumare. Nelle aree ove il prodotto viene utilizzato non devono essere stoccati materiali combustibili o liquidi infiammabili. Gli impianti elettrici siano conformi alla normativa tecnica relativa agli impianti ubicati nelle aree a rischio di esplosione. Evitare l'accumulo di cariche elettrostatiche tramite adeguati impianti di dispersione a terra. In aree potenzialmente a rischio l'esecuzione di

lavori su materiali duri (taglio di asfalto o cemento, macinatura, ...) in grado di generare scintille sia sempre preceduta da abbondante irrigazione del materiale con acqua. Non eseguire operazioni di saldatura, taglio, stagnatura, foratura o altri lavori a caldo su un serbatoio vuoto, su contenitori o tubi prima che siano stati bonificati. Non svuotare completamente il recipiente. Non permettere il riflusso di gas o acqua nel contenitore. Aprire lentamente la valvola per evitare colpi di pressione. Utilizzare solo apparecchiature specifiche per il prodotto, la temperatura e la pressione di impiego.

7.2. Immagazzinamento: eventuali stoccaggi con bombole, vanno effettuati in locali costruiti secondo le normative vigenti. L'area di stoccaggio deve essere chiaramente identificata e accessibile esclusivamente a personale autorizzato. Prevenire l'accumulo di elettricità statica, l'uso di fiamme libere e di fumare; proteggere i contenitori da urti e scosse e non immagazzinare con sostanze che possono favorire l'incendio. Evitare lo stoccaggio vicino a recipienti contenenti ossidanti. (p.e. ossigeno, cloro, fluoro). Mantenere i recipienti a temperatura inferiore ai 50°C, in locali freschi ed adeguatamente aerati e ventilati. Tutte le bombole devono essere munite di protezione per la valvola (cappellotto/tulipano).

8. PROTEZIONE DEL PERSONALE/ CONTROLLO DELL'ESPOSIZIONE

8.1. Protezione respiratoria

Controllo dell'esposizione: per i componenti principali di questo prodotto sono consigliati i seguenti limiti d'esposizione:

- Idrocarburi alifatici, C1 – C4 (come valore totale): 1000 ppm (TLV-TWA, ACGIH, 2400).

Dato che il prodotto ha effetto asfissiante, nel caso deve essere tenuto sottocontrollo il tenore di ossigeno nell'aria. Per le procedure di monitoraggio, fare eventualmente riferimento al Dlgs. 25/2002.

8.2. Protezione personale

Qualora le condizioni di lavoro lo rendano necessario, e se gli impianti, le modalità operative ed altri mezzi non risultassero adeguate, è necessario adottare mezzi di protezione individuali.

- Protezione respiratoria: in ambienti ventilati o aperti non è necessaria alcuna protezione. Nei punti dove possono verificarsi carenze di ossigeno (<18% nell'aria) a seguito di grosse perdite di gas naturale, occorre avere a disposizione apparecchi a presa d'aria esterna o autorespiratori. Per le caratteristiche fare riferimento al DM 2/5/2001.

- Protezione mani – occhi – pelle: in caso di possibile contatto, usare abiti da lavoro con maniche lunghe. Nel caso, fare riferimento alle norme UNI EN 465 – 466 – 467. In caso di possibilità di contatto con gli occhi, usare occhiali di sicurezza o altri mezzi di protezione. Nel caso, fare riferimento alla norma UNI EN 166. In caso di possibilità di contatto con la pelle, usare guanti da lavoro impermeabili felpati. Usare i guanti nel rispetto delle condizioni e dei limiti fissati dal produttore. Nel caso, fare riferimento alla norma UNI EN 374.

8.3. Misure d'igiene

- Non respirare nebbie o vapori. Evitare il contatto con la pelle o con gli occhi.
- Non mangiare, bere o fumare con le mani sporche. Lavare le mani prima di andare in bagno.
- Lavare le mani con acqua e sapone: non usare solventi o altre sostanze irritanti e sgrassanti.

9. PROPRIETA' FISICHE E CHIMICHE

- Stato fisico: gas incolore ed inodore. Per usi civili a quanto stabilito dalla legge 1083/71, viene odorizzato secondo le norme UNI – CIG 7133/94.
- Temperatura di ebollizione (1.013 bar): -161°C
- Temperatura di fusione (1.013 bar): -182°C
- Temperatura critica (45.96 bar): -82.62°C
- Temperatura di accensione: 580 °C.
- Limiti di infiammabilità in aria: 5.0 – 15.0 %vol.
- Densità relativa gas (aria=1): 0.56
- Densità relativa liquido (acqua=1): 0.42
- Idrosolubilità: 26mg/L (15°C, 1.013 bar)

10. STABILITA' E REATTIVITA'

Il prodotto è stabile in condizioni normali. Può formare miscele esplosive con l'aria: in concentrazioni entro i limiti di infiammabilità ed in presenza di innesco può incendiarsi. Può reagire violentemente con gli ossidanti.

11. INFORMAZIONI TOSSICOLOGICHE

Gli idrocarburi contenuti nel gas naturale, non sono considerati nocivi, tossici, irritanti, sensibilizzanti, cancerogeni, mutageni, e tossici ai fini riproduttivi. A concentrazione elevata provoca asfissia (sintomi: respirazione difficoltosa, mal di testa, battito cardiaco accelerato, eccitazione e confusione mentale, vertigini e perdita di conoscenza) per riduzione del tenore di ossigeno nell'aria.

12. INFORMAZIONI ECOLOGICHE

Utilizzare secondo le norme di buona tecnica lavorativa evitando di disperdere il prodotto nell'ambiente. Il metano che è il componente principale del gas naturale, è un gas a effetto serra. Eventuali contaminazioni possibili a causa di perdite dalle tubazioni e/o limitate emissioni controllate, non producono effetti tossici per piante e animali.

13. OSSERVAZIONI SULLO SMALTIMENTO

La distribuzione del gas naturale ed il suo impiego, non generano eccedenze o residui che necessitano lo smaltimento. In caso contrario non scaricare in zone con rischio di formazione di atmosfere esplosive con l'aria. Il gas dovrebbe essere smaltito in opportuna torcia con dispositivo anti-ritorno di fiamma.

14. INFORMAZIONI SUL TRASPORTO

Il trasporto viene effettuato via condotte secondo quanto prescritto dal DM 24.11.84. Nel caso di trasporto di gas naturale in contenitori (bombole), i dati relativi al prodotto sono i seguenti:

- Trasporto stradale: ADR
- Numero UN: 1971
- Denominazione per il trasporto: “METANO COMPRESSO” o “GAS NATURALE COMPRESSO”
- ADR
- Classe di pericolo connesso al trasporto: 2 (codice 1F)
- Numero di identificazione pericolo (KEMLER): 23
- Etichette ADR: Etich. 2.1- Gas infiammabile
- IATA: Classe 2.1 (ammesso solo su aerei cargo)
- IMDG: Classe 2.1 EmS 2-02

Assicurarsi che vi sia adeguata ventilazione. Assicurarsi che il conducente sia informato dei rischi potenziali del carico e sappia come comportarsi in caso di incidente o di emergenza. Prima di iniziare il trasporto verificare che il carico sia

ben assicurato, che le valvole delle bombole siano chiuse e non perdano, che le valvole siano protette e che le protezioni siano correttamente montate. Assicurare l'osservanza delle disposizioni vigenti. È sconsigliato il trasporto in veicoli in cui la zona di carico non è separata dall'abitacolo.

15. INFORMAZIONI SULLA NORMATIVA

Si riportano le informazioni relative alla classificazione, imballaggio ed etichettatura di sostanze e preparati pericolosi del METANO , quale componente principale del gas naturale, secondo il D.Min. Salute 14 Giugno 2002 e Lgs. N°65 del 14/03/2003 e relative normative correlate.

Rischi specifici: R12 – Estremamente infiammabile

Simboli: F+

Consigli di prudenza:

- S2: conservare fuori dalla portata dei bambini.
- S9: conservare il recipiente in luogo ben ventilato.
- S16: conservare lontano da fiamme o scintille – non fumare.
- S33: evitare l'accumulo di cariche elettrostatiche.

16. ALTRE INFORMAZIONI

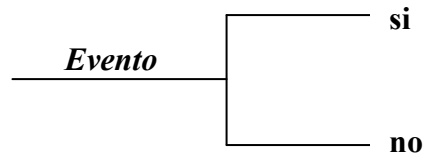
Non utilizzare il prodotto al di fuori degli usi indicati; in tal caso l'utilizzatore può essere esposto a pericoli non prevedibili. Assicurarsi che l'utilizzatore professionale comprenda il pericolo dell'infiammabilità ed il rischio di asfissia.

(<http://www.linde-gas.it/>; <http://www.eni.com/>)

Allegato II

**Alberi degli eventi per gli scenari
incidentali ipotizzati**

Per la lettura dell'albero degli eventi si è adottata la seguente convenzione:



EVENTO 1 – Rilascio di GNL dovuto alla rottura di un braccio di scarico

- Diametro tubazioni: 405 mm (16")
- Fase del GNL rilasciato: Liquido
- Portata di liquido rilasciato [Kg/s] : 602
- Massa infiammabile [Kg]: 0.15
- Percentuale di rottura della tubazione: 100% (Full Bore)
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 6.56 E-08
- Probabilità di innesco immediato: 1.00

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
<i>Rilascio liquido infiammabile</i> 6.56 E-08	1.00			<i>Pool Fire</i> 6.56 E-08
		0.01		<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
	0.00			<i>Flash Fire</i> 0.00 E+00
		0.99		<i>Dispersione</i> 0.00 E+00

Figura A2.1 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto alla rottura di un braccio di scarico.

EVENTO 2 – Rilascio di GNL da un tubo di trasferimento ai serbatoi

- Diametro tubazioni: 760 mm (30")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 95
- Massa infiammabile [Kg] : 464 Kg
- Percentuale di rottura della tubazione: 10%
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 9.80 E-08
- Probabilità di innesco immediato: 0.30
- Probabilità di esplosione: 0.001
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.03

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili	0.30			<i>Jet Fire</i>
				2.90 E-08
			0.001	<i>Esplosione</i>
		0.13		8.00 E-12
	9.80 E-08		8.00 E-09	<i>Flash Fire</i>
		0.70		2.40 E-10
	6.80 E-09			
		0.87		<i>Dispersione</i>
			0.03	5.00 E-09

Figura A2.2 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto da un tubo di trasferimento ai serbatoi.

EVENTO 3 – Rilascio di GNL dai serbatoi di stoccaggio

- Volume serbatoio [m³]: 42500
- Fase del GNL rilasciato: Liquido
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 0.19
- Massa infiammabile [Kg]: 0.13
- Diametro del foro di rottura: 10 mm
- Frequenza dell'evento [eventi/anno]: 4.00 E-05
- Probabilità di innesco immediato: 0.00
- Probabilità di esplosione: 0.00
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.01

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
<i>Rilascio liquido infiammabile</i>	0.00			<i>Pool Fire</i>
				0.00 E+00
			0.00	<i>Esplosione</i>
		0.01		0.00 E+00
	4.00 E-05		4.00 E-07	<i>Flash Fire</i>
		1.00		4.00 E-09
	4.00 E-05			<i>Dispersione</i>
		0.99		3.96 E-05

Figura A2.3 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dai serbatoi di stoccaggio.

EVENTO 4 – Rilascio di GNL dalla linea di ritorno vapore alla metaniera

- Diametro tubazioni: 760 mm (30")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 13
- Massa infiammabile [Kg] : 30.57
- Percentuale di rottura della tubazione: 10%
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 9.80 E-08
- Probabilità di innesco immediato: 0.07
- Probabilità di esplosione: 0.00
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.01

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 9.80 E-08	0.07			<i>Jet Fire</i> 6.00 E-09
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
		0.01		<i>Flash Fire</i> 9.10 E-12
	0.93		0.01	<i>Flash Fire</i> 9.10 E-12
	9.10 E-08			<i>Dispersione</i> 9.00 E-08
		0.99		<i>Dispersione</i> 9.00 E-08

Figura A2.4 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea di ritorno vapore alla metaniera.

EVENTO 5 – Rilascio gas dalla linea del compressore BOG

- Diametro tubazioni: 405 mm (16")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 2.24
- Massa infiammabile [Kg] : 0.26
- Percentuale di rottura della tubazione: 10%
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 1.31 E-07
- Probabilità di innesco immediato: 0.07
- Probabilità di esplosione: 0.00
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.01

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 1.31 E-07	0.07			<i>Jet Fire</i> 9.00 E-09
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
		0.01		<i>Flash Fire</i> 1.21 E-11
			0.01	<i>Flash Fire</i> 1.21 E-11
		0.93		<i>Flash Fire</i> 1.21 E-11
			0.99	<i>Dispersione</i> 1.19 E-07

Figura A2.5 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea del compressore BOG.

EVENTO 6 – Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione

- Diametro tubazioni: 300 mm (12")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 11.80
- Massa infiammabile [Kg] : 34.70
- Percentuale di rottura della tubazione: 10%
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 1.64 E-07
- Probabilità di innesco immediato: 0.07
- Probabilità di esplosione: 0.00
- Probabilità di *flash fire*: 0.03

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]	
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 1.64 E-07	0.07			<i>Jet Fire</i> 1.10 E-08	
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00	
			0.031		
			4.00 E-09		
		0.93		0.03	<i>Flash Fire</i> 1.41 E-10
		1.52 E-07			
		0.969		<i>Dispersione</i> 1.47 E-07	

Figura A2.6 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione.

EVENTO 7 – Rilascio di GNL dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori

- Diametro tubazioni: 300 mm (12")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 40.49
- Massa infiammabile [Kg] : 47.32
- Percentuale di rottura della tubazione: 10%
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 1.64 E-07
- Probabilità di innesco immediato: 0.07
- Probabilità di esplosione: 0.00
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.01

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
<i>Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili</i>	0.07			<i>Jet Fire</i>
				1.10 E-08
			0.00	<i>Esplosione</i>
		0.13		0.00 E+00
	1.64 E-07		1.98 E-08	<i>Flash Fire</i>
		0.93		1.98 E-10
	1.52 E-07			<i>Dispersione</i>
		0.87		1.32 E-07

Figura A2.7 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori.

EVENTO 8 – Rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori

- Diametro tubazioni: 25 mm (1")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di liquido rilasciato [Kg/s] : 28
- Massa infiammabile [Kg] : 81
- Percentuale di rottura della tubazione: 100% (*Full Bore*)
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 1.64 E-06
- Probabilità di innesco immediato: 0.03
- Probabilità di esplosione: 0.001
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.03

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 1.64 E-06	0.07			<i>Jet fire</i> 4.90 E-08
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
			0.031	<i>Flash Fire</i> 4.70 E-10
	0.93		0.01	<i>Flash Fire</i> 4.70 E-10
	1.53 E-06			<i>Dispersione</i> 1.48 E-06
			0.969	<i>Dispersione</i> 1.48 E-06

Figura A2.8 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori.

EVENTO 9 – Rilascio di GNL dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori

- Diametro tubazioni: 710 mm (28")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 78.80
- Massa infiammabile [Kg] : 46
- Percentuale di rottura della tubazione: 10%
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 9.80 E-08
- Probabilità di innesco immediato: 0.30
- Probabilità di esplosione: 0.001
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.03

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
<i>Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili</i> 9.80 E-08	0.30			<i>Jet Fire</i> 2.90 E-08
		0.13	0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
		0.70	0.01	<i>Flash Fire</i> 8.00 E-11
		6.80 E-09		
			0.87	<i>Dispersione</i> 5.00 E-09
			8.00 E-09	

Figura A2.9 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea di esportazione gas dei vaporizzatori.

EVENTO 10 – Rilascio di GNL dalla sezione dei risers nella torretta

- Diametro tubazioni: 710 mm (28")
- Fase del GNL rilasciato: Vapore
- Portata di gas rilasciato [Kg/s] : 150
- Massa infiammabile [Kg] : 2650
- Percentuale di rottura della tubazione: 100% (*Full Bore*)
- Frequenza dell'evento [eventi/(m · anno)]: 3.28 E-08
- Probabilità di innesco immediato: 0.30
- Probabilità di esplosione: 0.03
- Probabilità di *Flash Fire*: 0.10

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 3.28 E-08	0.30			<i>Jet Fire</i> 9.00 E-09
			0.03	<i>Esplosione</i> 8.95 E-11
		0.13		<i>Flash Fire</i> 2.00 E-10
			0.10	<i>Flash Fire</i> 2.00 E-10
		0.70		<i>Flash Fire</i> 2.00 E-10
		2.20 E-08		<i>Dispersione</i> 1.90 E-08
		0.87	<i>Dispersione</i> 1.90 E-08	

Figura A2.10 – Albero degli eventi per il Rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla sezione dei riser nella torretta.

Allegato III
Process Flow Diagram
e
Sezioni del Terminale

Di seguito viene riportato il *Process Flow Diagram* (Figura A3.1) relativo alla sezione di rigassificazione del terminale ottenuto tramite simulazione con *ASPEN*. Il terminale viene fatto lavorare alla massima portata e alla massima pressione di esercizio, ovvero:

$$P_{out\ NG} = 100\text{bar}$$

$$Portata = 240000\text{Nm}^3 / h$$

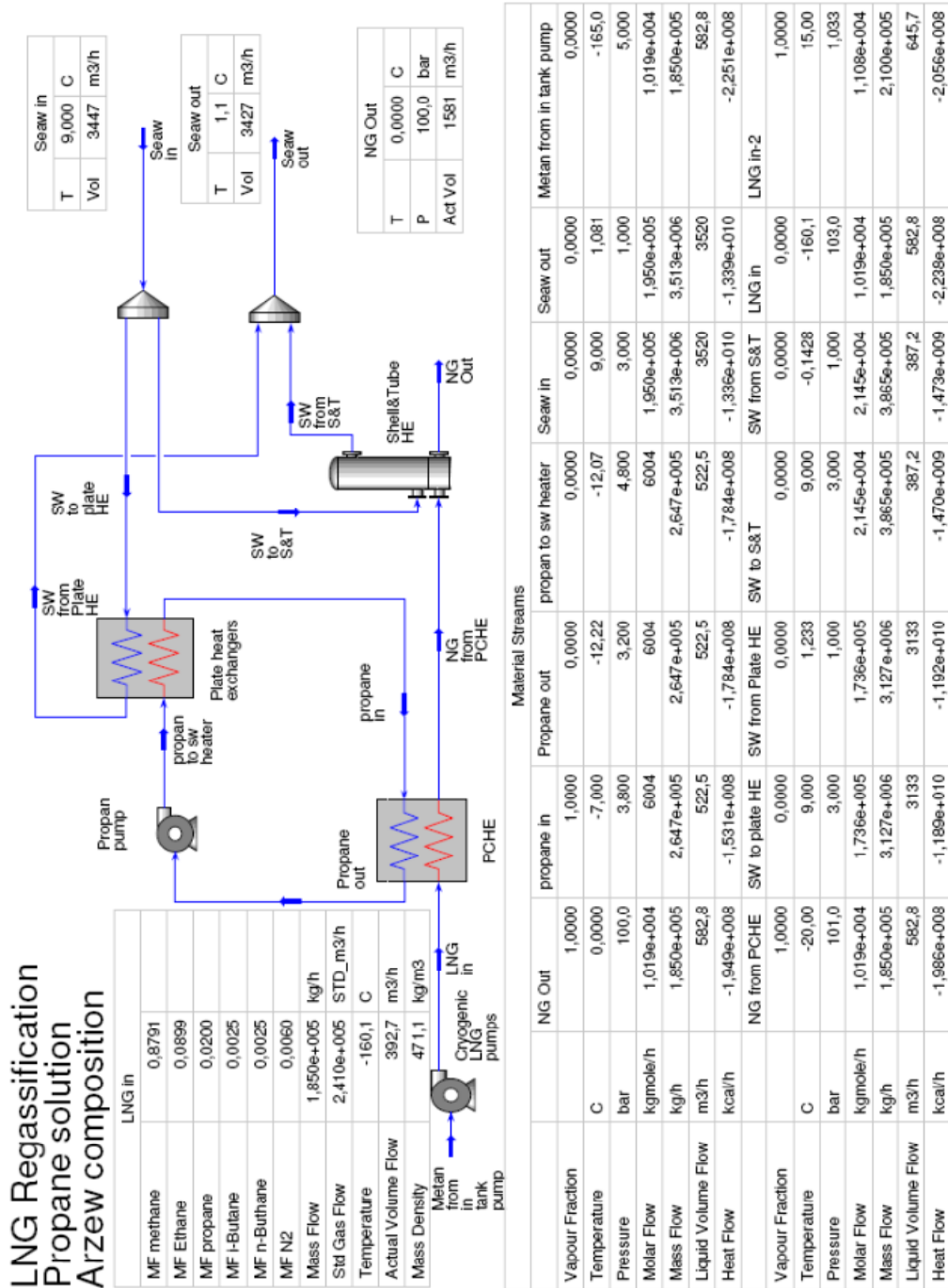


Figura A3.1 – Process Flow Diagram della sezione di rigassificazione della nave FSRU

Le immagini riportate di seguito (Figura A3.2 – A3.3 – A3.4) rappresentano la *Sezione longitudinale, trasversale e la vista dall'alto* della nave FSRU. Viene anche indicata la collocazione delle varie unità di processo presenti sul terminale.

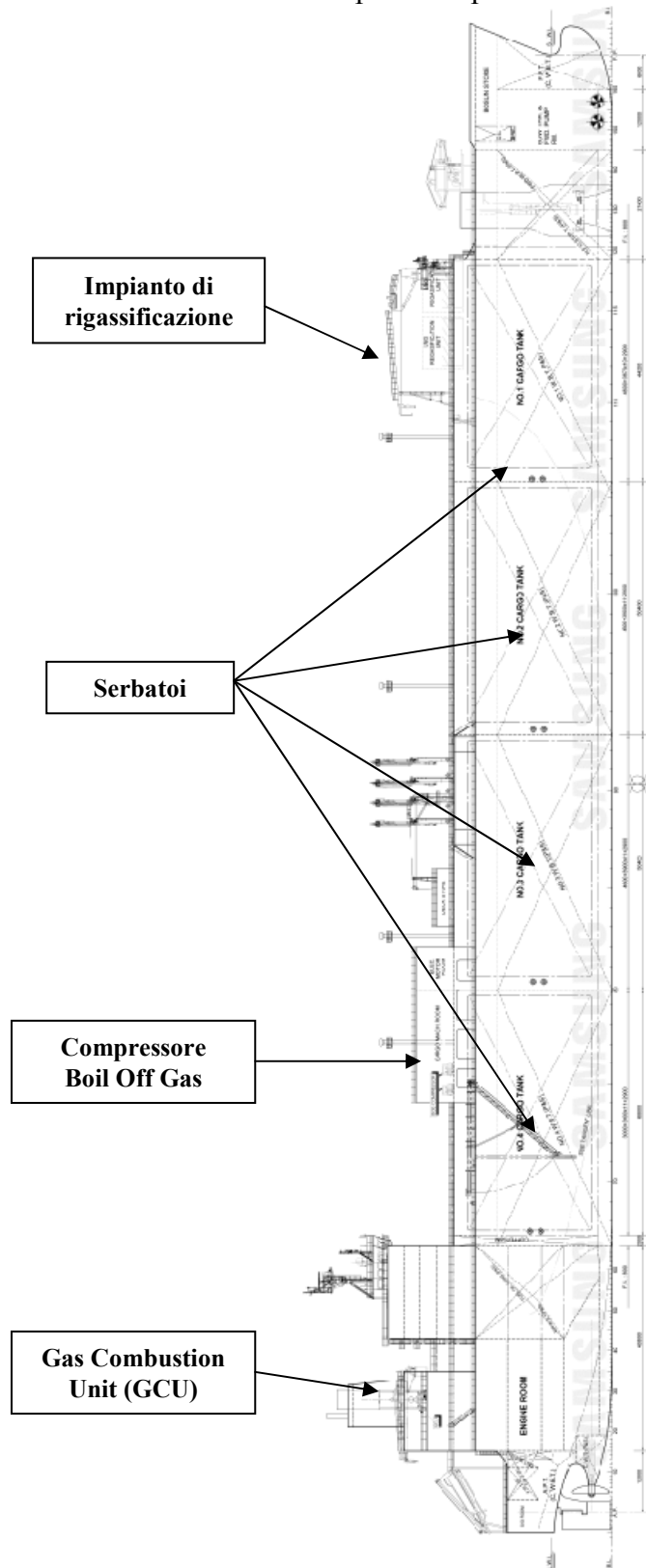


Figura A3.2 – Schema di Impianto della nave rigassificatrice – Sezione longitudinale.

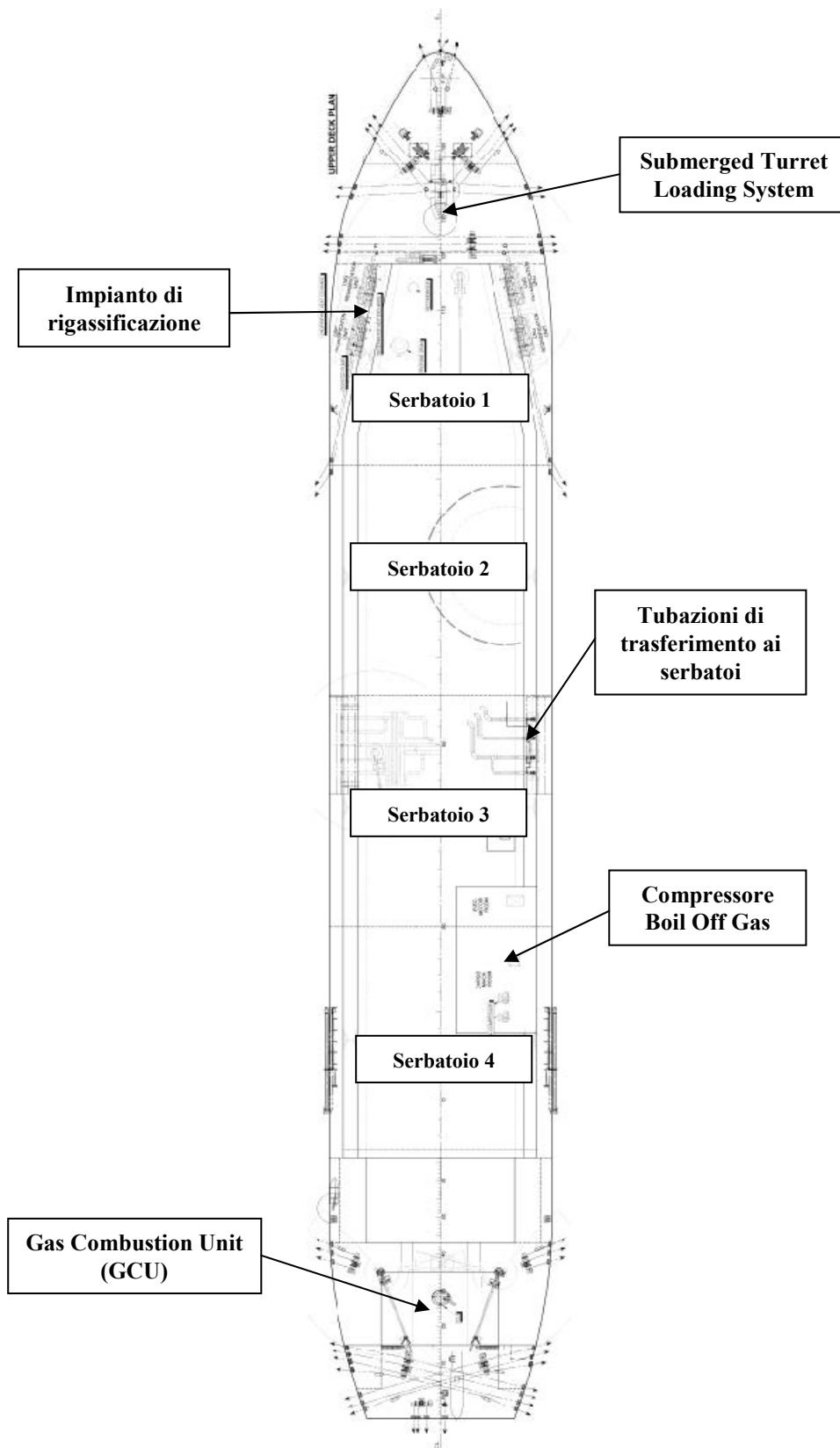


Figura A3.3 – Schema di Impianto della nave rigassificatrice – Vista dall'alto.

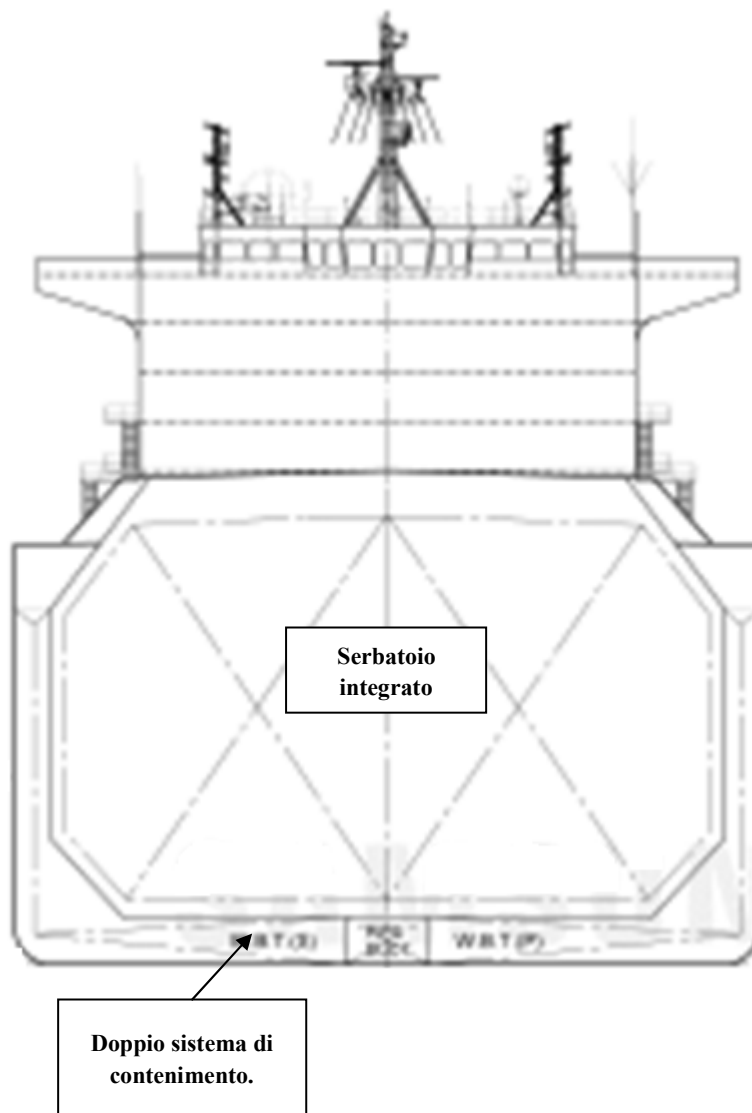


Figura A3.4 – Schema di Impianto della nave rigassificatrice – Sezione trasversale.

Allegato IV

Valutazione delle conseguenze: Risultati delle simulazioni con PHAST

In questo Allegato vengono riportati tutti i risultati che sono stati ottenuti dalla simulazione degli eventi incidentali ipotizzati; per ogni evento verranno fatte le opportune osservazioni.

Di seguito verrà fatta una breve descrizione degli scenari che possono verificarsi a seguito di un rilascio di GNL.

In caso di rottura o di fessurazione di una tubazione di trasporto, il gas viene emesso in atmosfera per effetto della pressione interna alla tubazione. Poiché le conseguenze del rilascio dipendono sostanzialmente dalla quantità di gas rilasciata, la portata di rilascio va calcolata con la maggior precisione possibile.

La pressione alla sezione di rilascio è il principale parametro che governa la portata emessa in atmosfera. La quantità di gas emessa in atmosfera dipende in particolare dalle condizioni al contorno (pressione iniziale, chiusura valvole a monte, etc.) nella tubazione che controllano l'evoluzione temporale della pressione alla sezione di efflusso.

Quando un gas è immesso in atmosfera, si miscela con l'aria e può presentare un pericolo legato alle caratteristiche di tossicità o di infiammabilità del gas in questione. Lo studio della dispersione atmosferica ha lo scopo di determinare lo spazio nella quale questo pericolo può manifestarsi. Il Gas Naturale non è classificato tossico, ma il suo accumulo in ambienti confinati può creare rischi di asfissia per riduzione del tenore di ossigeno nell'aria (valore limite ossigeno circa 18%).

Poiché il gas naturale non è tossico, in questo caso *il calcolo della dispersione ha lo scopo di valutare l'estensione della zona di infiammabilità generata dal rilascio.*

Un rilascio di gas naturale in pressione presenta due caratteristiche importanti per la dispersione: l'elevata velocità iniziale dovuta alla pressione di rilascio, e la bassa densità del gas naturale rispetto all'aria. Il leggero raffreddamento dovuto alla depressurizzazione del gas non modificano questo comportamento. Quando un gas sottopressione è liberato in atmosfera, il primo fenomeno fisico che si osserva è un getto a grande velocità. Poi, per effetto del vento, il getto si inclina e la velocità del gas diminuisce sino ad eguagliare quella del vento. L'aria è richiamata nel pennacchio dal flusso di gas. Questo richiamo di aria è causato dalla differenza di velocità tra il getto di gas e l'aria circostante, dalla velocità del vento, dalla inclinazione del pennacchio rispetto alla direzione del vento e infine dalla turbolenza atmosferica. Quando la velocità del getto diminuisce sino a essere pari quasi a quella del vento, la dispersione diviene passiva e la miscelazione del gas con l'aria avviene principalmente per effetto della turbolenza atmosferica. In questa fase un ruolo importante è giocato dalla differenza di densità tra gas e aria. Le dimensioni della nube di gas infiammabile dipendono dalla portata di rilascio del gas: a portate elevate corrispondono dimensioni

maggiori della nube. Poiché la portata di gas di rilascio diminuisce nel tempo a causa dello svuotamento progressivo della tubazione anche le dimensioni della nube infiammabile si ridurranno nel tempo. Un rilascio in pressione di gas naturale presenta quindi le seguenti caratteristiche principali:

- Una frazione molto piccola di gas rilasciato è contenuta nel pennacchio infiammabile;
- Il pennacchio rimane in vicinanza della sorgente di rilascio e non si sposta per effetto del vento;
- Il pennacchio ha la tendenza a innalzarsi nell'atmosfera e non forma una nube a livello del suolo.

Gli scenari che possono verificarsi a seguito di un rilascio accidentale di gas naturale sono:

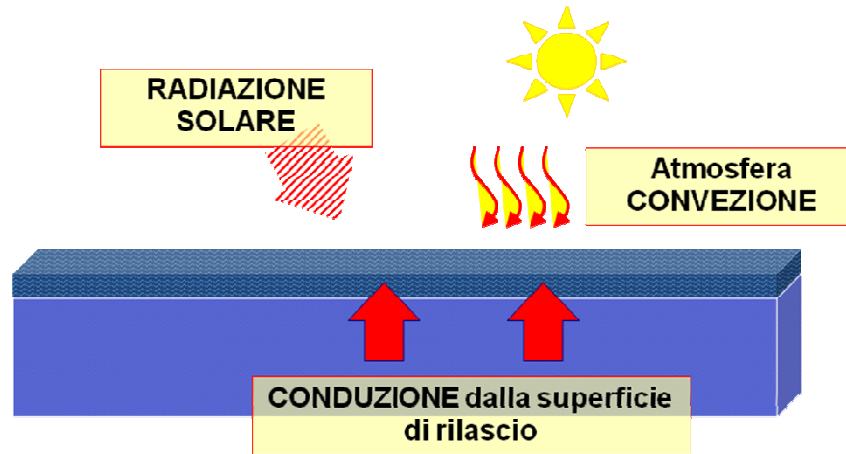
A. Incendio

Pool fire (Incendio di pozza): l'incendio ha origine al suolo e si sviluppa verticalmente con un'eventuale inclinazione dovuta alla direzione del vento (Figura A4.1).



Figura A4.1 – Pool fire.

La velocità di bruciamento è il risultato di un bilancio tra le energie scambiate dalla pozza di liquido con l'ambiente e l'energia necessaria per far evaporare il liquido. Tutto è in funzione del quadrato del diametro della pozza (Figura A4.2).



infiammabile con

Jet fire (Fiamma da getto turbolento): si formano da getti turbolenti di gas combustibili. Una fiamma da getto turbolento è una fiamma diffusiva risultante dalla combustione di un combustibile liquido o gassoso rilasciato in modo continuo con una quantità di moto in una direzione ben definita (Figura A4.3). La velocità di bruciamento è pari alla portata di combustibile scaricato e la geometria della fiamma è interamente determinata dalle caratteristiche fluidodinamiche del getto (dipende dalla velocità del vento e dalla spinta di galleggiamento, traiettoria sempre curvilinea). Per il calcolo dell'irraggiamento da *Jet fire* PHAST approssima il getto turbolento a un cono (*Cone Method*).



Figura A4.3 – *Jet fire*

Fireball: si verifica quando un certo quantitativo di vapore infiammabile viene rilasciato repentinamente a seguito del collasso del recipiente di contenimento (BLEVE – *Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion*). Si tratta dunque di un rilascio di gas o vapore riscaldato (Figura A4.4).



Figura A4.4 – *Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion*.

Se la massa evaporata (se infiammabile) trova un innesco immediato genera un *Fireball*. Sulla superficie delle sfera si creano condizioni di infiammabilità; in presenza di un innesco la sfera si incendia e si propaga nella restante massa. Le caratteristiche generali di un *Fireball* sono: grandi dimensioni (diametri che possono raggiungere anche centinaia di metri), breve durata (dell'ordine dei secondi), grande elevazione (anche centinaia di metri) e grande potenza irradiata ($200 - 350 \text{ kW/m}^2$).

È altamente improbabile che una BLEVE avvenga in un'installazione di GNL, o perché il GNL è immagazzinato in un serbatoio che subisce una rottura a bassa pressione e in cui la velocità di formazione del vapore è bassa, o perché esso viene immagazzinato e trasferito in contenitori e tubazioni in pressione, coibentati, che sono quindi protetti contro l'incendio (Pinelli e Zerlia, 2007).

Flash fire (Incendi di nubi di vapore): comporta la propagazione di una fiamma premiscelata nella zona della nube con concentrazione compresa tra UFL e LFL, ovvero nella zona più esterna della nube (Figura A4.5). Quando la fiamma raggiunge l'interno della nube con concentrazioni maggiori dell'UFL, la fiamma si propaga come fiamma diffusiva. Si tratta di un fenomeno che dura pochi secondi.

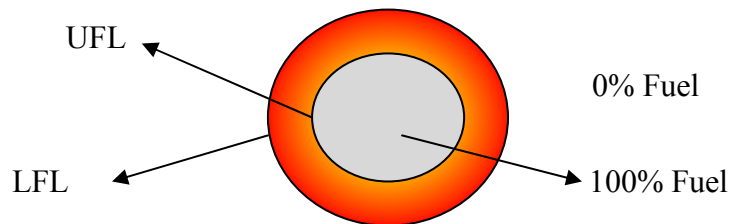


Figura A4.5 –Limiti di concentrazione di una nube di vapore.

L'energia liberata dalla combustione si trasforma in energia termica. Una frazione di questa energia è dissipata per irraggiamento e il rimanente per convezione all'interno della fiamma. In generale una fiamma emette due tipi di radiazione:

- Radiazione visibile, corrispondente a un'emissione di luce;
- Radiazione termica, o infrarossa, che corrisponde a un'emissione di calore.

uno studio di sicurezza considera unicamente la radiazione termica, che costituisce il pericolo associato a questo tipo di fenomeno in ambiente aperto. L'irraggiamento termico delle fiamme di gas naturale proviene da due sorgenti:

- CO_2 e H_2O , in fase gassosa, che emettono essenzialmente nell'infrarosso (lunghezza d'onda inferiore ai 3 micron) e che non contribuiscono all'irraggiamento visibile.
- Particelle solide incombuste derivanti da combustione incompleta che emettono nella banda di lunghezze d'onda dal visibile all'infrarosso. Queste particelle emettono la maggior parte della radiazione visibile della fiamma.

Per raggiungere un osservatore, la radiazione termica deve attraversare uno spessore d'aria che non è completamente trasparente poiché la CO_2 e soprattutto il vapore d'acqua assorbono una parte della radiazione termica. Viene definito dunque un *coefficiente di trasmissione* (o trasmissività atmosferica) tra la sorgente di irraggiamento e l'osservatore, che dipende essenzialmente dall'umidità relativa dell'aria e dallo spessore dello strato d'aria attraversato. Inoltre, il flusso termico ricevuto dall'osservatore è proporzionale all'angolo solido sotto il quale viene vista la fiamma. Viene definito anche un coefficiente detto *fattore di vista geometrico*, che viene calcolato a partire dalla geometria della fiamma e dalla sua posizione rispetto

all'osservatore. In generale dunque il flusso termico ricevuto (kW/m^2) viene determinato come segue (Equazione A4.1):

$$\dot{q} = E \cdot F \cdot \tau_a \quad (\text{A4.1})$$

Dove:

\dot{q} = flusso termico ricevuto [kW/m^2]

E = intensità di radiazione della fiamma (media) o emissività specifica [kW/m^2], dipende dal tipo di combustibile e dalle dimensioni dell'incendio.

F = fattore di vista geometrico [adim], funzione della distanza e della geometria della fiamma.

τ_a = trasmissività atmosferica [adim], dipende dall'umidità, dall'aria e dalla distanza.

B. *Esplosione*

L'esplosione di una nube di gas è un fenomeno nel corso del quale la combustione di una miscela aria – gas provoca un aumento rapido e incontrollato della pressione determinando un'onda d'urto nel mezzo in cui avviene. Consiste in un rapido rilascio di energia che determina un'onda di pressione.

La combustione è una reazione chimica altamente esotermica che converte rapidamente i reagenti in prodotti di combustione. Il fronte di fiamma, nel quale ha luogo la reazione, separa il gas freddo dal gas combusto. Questa fiamma si propaga quasi sfericamente a partire dal punto di innesco in un mezzo libero (senza ostacoli o confinamenti). I gas freddi trasformati in gas combusti sono portati ad una temperatura più elevata e pertanto tendono ad espandersi. La miscela non combusta situata appena a valle del fronte di fiamma si trova compressa, e la pressione in questa sezione aumenta. Questa sovrappressione si propaga alla velocità del suono nella miscela fresca messa in movimento. Essa decresce in funzione della distanza a causa dell'attenuazione dell'onda di pressione durante la sua propagazione.

Il comportamento di un'esplosione dipende da molti parametri:

- Temperatura ambiente;
- Pressione ambiente;
- Composizione materiale esplosivo;
- Proprietà fisiche materiale esplosivo;
- Natura della sorgente di innesco (tipo, energia e durata);
- Geometria dell'ambiente (confinato e non);
- Quantità del materiale;
- Velocità di rilascio del materiale.

L'onda di pressione generata dall'esplosione è il principale fenomeno su cui si focalizza l'attenzione quando si è interessati ai danni; è però importante sottolineare che i danni maggiori sono solitamente dovuti a effetti indiretti indotti da essa come la proiezione di frammenti, il collasso della struttura (possibile Effetto Domino).

L'esplosione può svilupparsi in due modi differenti:

- 1) *Deflagrazione*, è il modo più comune per numerosi idrocarburi gassosi; la propagazione della fiamma avviene a velocità di combustione subsonica. La sovrappressione massima generata è dell'ordine di qualche millibar sino a qualche centinaio di millibar.
- 2) *Detonazione*, in questo caso la fiamma si propaga a velocità supersonica. Questo è il fenomeno associato agli esplosivi solidi, quali il TNT. La sovrappressione massima, generalmente di qualche bar, può raggiungere valori di 20 bar.

Il gas naturale è particolarmente poco reattivo, essendo composto generalmente da più del 90% da metano. Test sperimentali mostrano che la massa di TNT equivalente deve essere più di 3 Kg (ovvero più di 15 kJ) per innescare la detonazione di GN al 90% in metano. Le fonti di innesco potenziali generalmente presenti in ambiente industriale non hanno tali energie. Le fonti di innesco più probabili sono superfici calde, scintille o fiamme pilota, di energia molto più debole. La detonazione diretta di una miscela aria – gas naturale è pertanto del tutto improbabile (Giannelli *et al*, 2008).

Le esplosioni più pericolose sono le UVCE (*Unconfined Vapour Cloud Explosions*).

Esse derivano da:

1. Rilascio improvviso di una grande quantità di vapore;
2. Dispersione dei vapori nell'impianto e conseguente miscelazione con aria entro i limiti di esplosività;
3. Innesco e combustione della nube con generazione d'onda d'urto.



Figura A4.6 – *Unconfined Vapour Cloud Explosion*.

L'onda d'urto generata si propaga dall'epicentro dell'esplosione a una velocità crescente fino a raggiungere una velocità limite. La pressione cresce istantaneamente fino a un valore di sovrappressione (pressione massima) per poi ridiscendere gradualmente man mano che il fronte dell'onda d'urto si allontana.

I metodi per la stima dei valori di sovrappressione prevedono il calcolo delle sovrappressioni di picco cui si possono legare i danni.

Per il calcolo delle sovrappressioni PHAST utilizza il metodo del TNT equivalente il quale approssima gli effetti della deflagrazione di una nube di gas con quelli di una detonazione ideale di TNT.

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti mediante simulazione con PHAST mettendo a confronto il caso del metano in miscela con quello del metano puro.

1) *EVENTO 1 – Rilascio di GNL dovuto alla rottura di un braccio di scarico.*

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.1).

Tabella A4.1 – Dati in ingresso al modello per l'Evento 1 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	400 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	13.6 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Rottura catastrofica
Diametro del foro di rottura	400 mm
Fase del rilascio	Liquida
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m

I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.7 – A4.8):

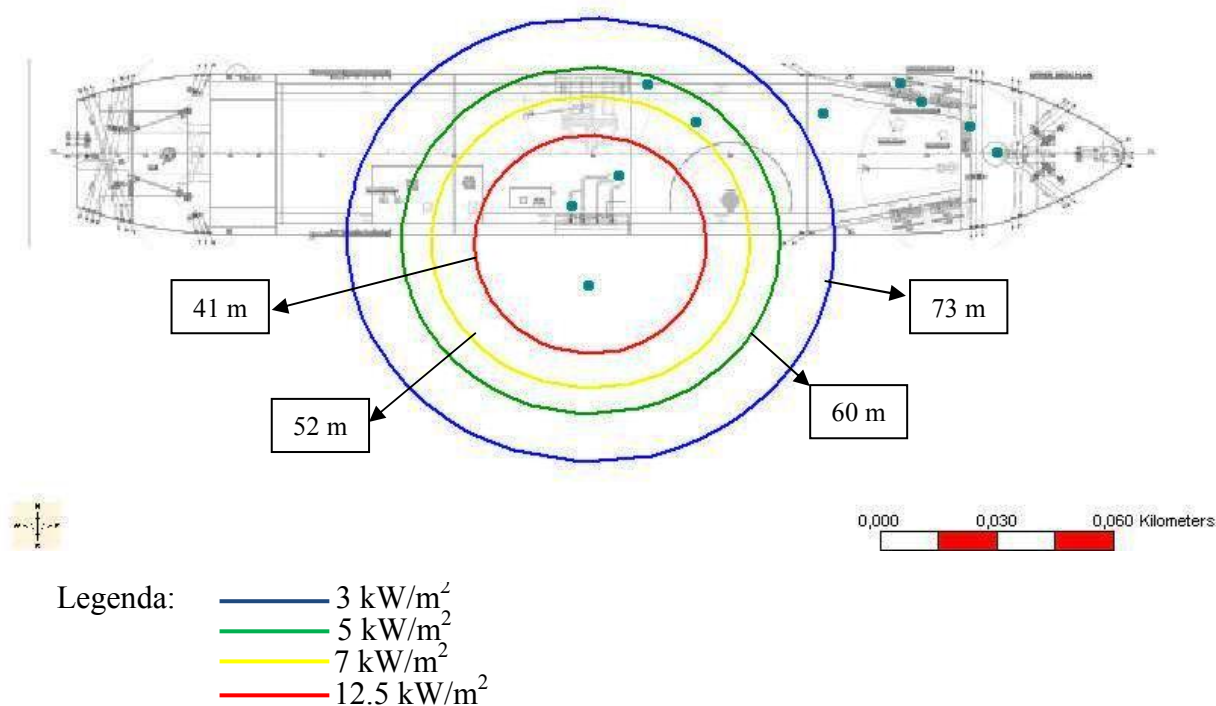


Figura A4.7 – Irraggiamento termico derivante dal Pool fire del metano in miscela. I cerchi indicano le distanze di danno in metri a partire dal centro della pozza.

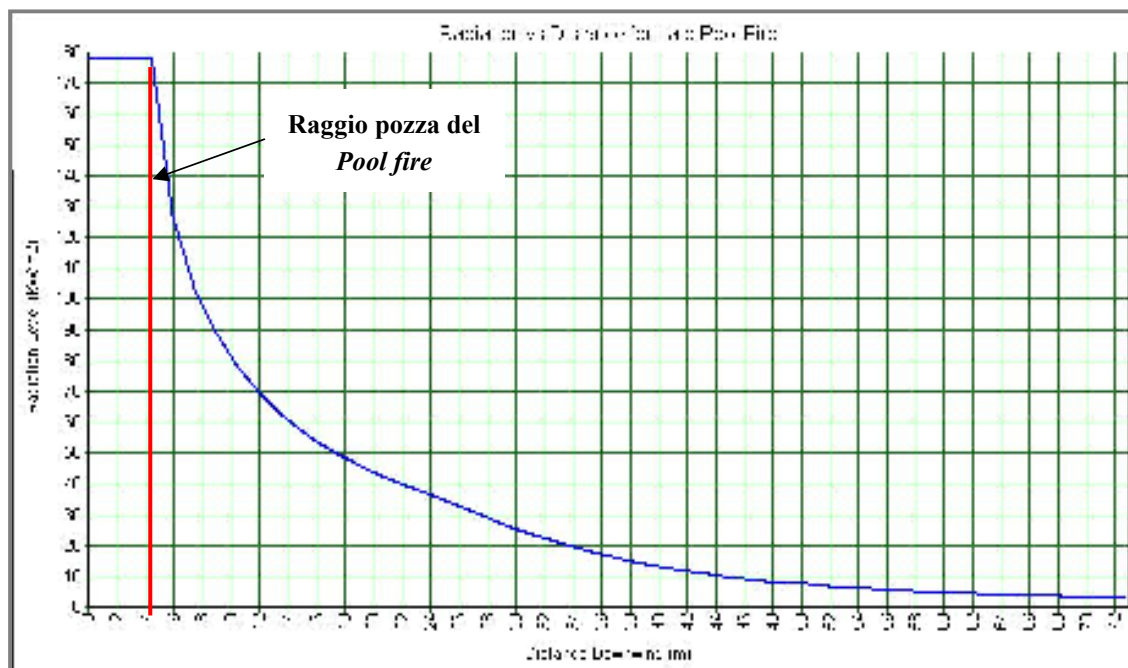


Figura A4.8 – Irraggiamento termico derivante dal Pool fire del metano in miscela in funzione della distanza dal centro della pozza in metri. La linea rossa indica il raggio del Pool fire.

In Tabella A4.2 vengono riassunti i principali dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.2 – Dati sulle conseguenze per l'Evento 1 – Metano in miscela.

Dati del rilascio	
Frazione di liquido	1.00 (-)
Portata di rilascio	602 Kg/s
Temperatura finale	-161°C
Pool Fire	
Diametro della pozza	5.7 m
Durata dello scenario	20 secondi
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro della pozza)	3 kW/m ² 73 m
	5 kW/m ² 60 m
	7 kW/m ² 52 m
	12.5 kW/m ² 41 m

Considerando che si tratta di una rottura catastrofica, la portata di rilascio coincide con la portata presente nel braccio di scarico.

Osservando inoltre che la probabilità di innesco immediato (*Pool fire*) è pari a 1.00 non è necessario conoscere per questo evento la massa infiammabile in quanto la probabilità che si verifichino un'*esplosione* oppure un *Flash fire* è nulla.

Una volta nota la portata di rilascio è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento /($m \cdot$ anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.9).

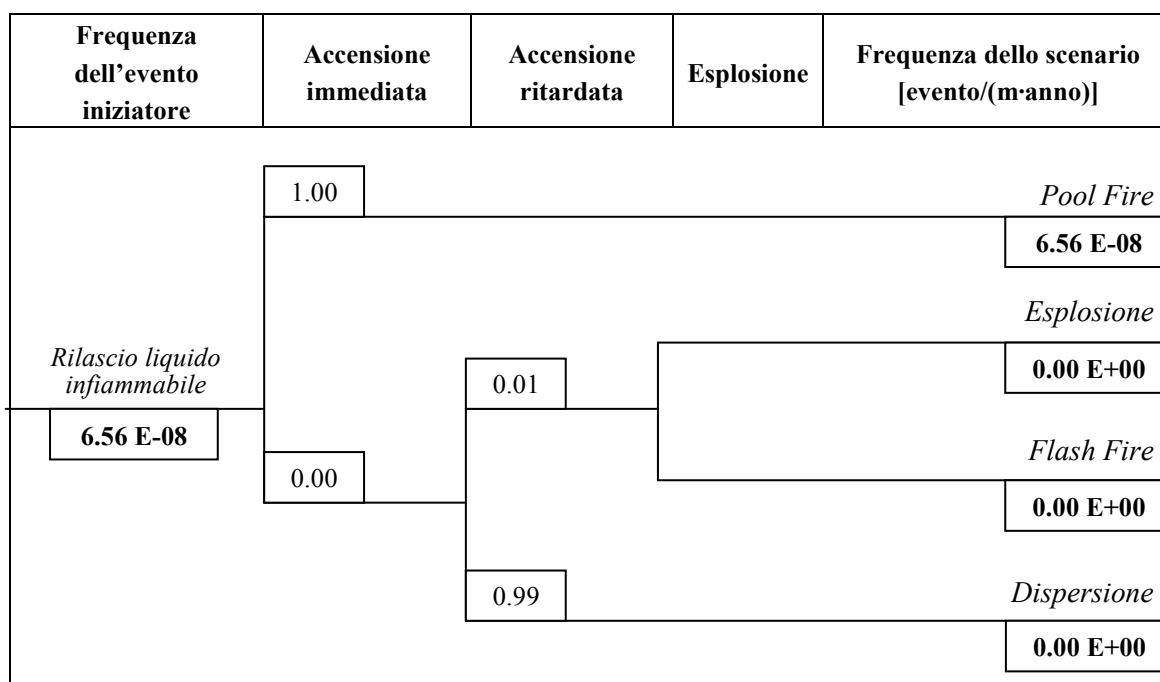


Figura A4.9– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto alla rottura di un braccio di scarico.

A questo punto è possibile riassumere in un'unica Tabella (Tabella A4.3) quale sia la frequenza con la quale può verificarsi la rottura di un braccio di scarico, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti.

Tabella A4.3 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 1, metano in miscela – Rottura di un braccio di scarico e conseguente Pool fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/($m \cdot$ anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/($m \cdot$ anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
400	6.56 E-08	Pool fire	6.56 E-08	73	60	52	41

Il danno che una persona può subire venendo esposta ad irraggiamento a causa di un incendio è funzione della durata del tempo di esposizione e delle eventuale schermatura che gli indumenti costituiscono. Il valore dell'irraggiamento in grado di causare danni aumenta al diminuire del tempo di esposizione.

Sulla base della Tabella A4.3 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m^2) possono interessare un'area fino a 60 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbero andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Il 50 % della lunghezza della nave viene colpito dall'irraggiamento termico derivante dal *Pool fire*. Osservando inoltre la Figura A4.7 non è da escludere che anche il personale presente sulla nave metaniera che rifornisce il GNL al Terminale venga colpito dall'irraggiamento termico.

Dalla Figura A4.8 si osserva inoltre che il flusso termico diminuisce con la distanza e che in prossimità della pozza raggiunge valori di 180 kW/m^2 . Nonostante tali valori siano molto elevati, la breve durata dello scenario (20 secondi – blocco automatico valvole motorizzate) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico. I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.4. Di seguito sono riportati anche i grafici (Figura A4.10 – A4.11).

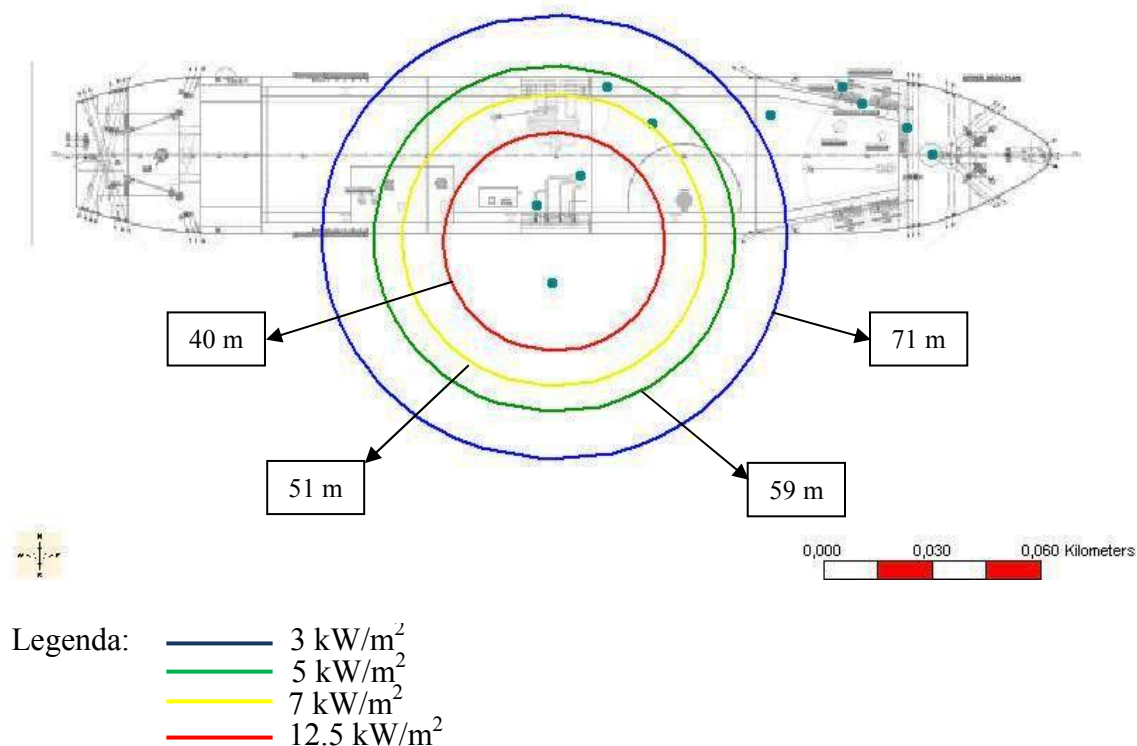


Figura A4.10 – Irraggiamento termico derivante dal *Pool fire* del metano puro. I cerchi indicano le distanze in metri a partire dal centro della pozza.

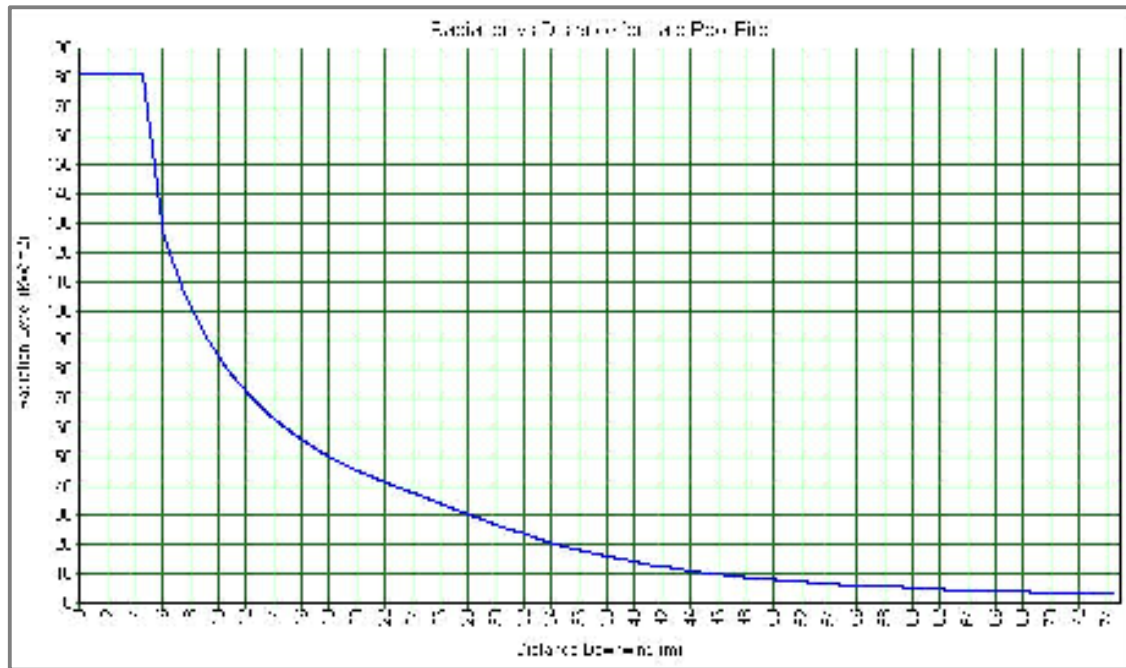


Figura A4.11 – Irraggiamento termico derivante dal Pool fire del metano puro in funzione della distanza dal centro della pozza in metri.

Tabella A4.4 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 1, metano puro – Rottura di un braccio di scarico e conseguente Pool fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
400	6.56 E-08	Pool fire	6.56 E-08	71	59	51	40

Tra i due casi le frequenze di accadimento del rilascio e dello scenario rimangono invariate in quanto l'albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

Nonostante la possibile rottura di un braccio di scarico e conseguente *Pool fire* possano provocare danni di ampia portata, la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

2) *EVENTO 2 – Rilascio di GNL da un tubo di trasferimento ai serbatoi*

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.5).

Tabella A4.5 – Dati in ingresso al modello per l'Evento 2 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	15000 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	13.6 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	76 mm
Fase del rilascio	Vapore
Rugosità della tubazione	0.04mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m
Direzione del rilascio	45° rispetto l'orizzontale

I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.12 – A4.13 – A4.14 – A4.15):

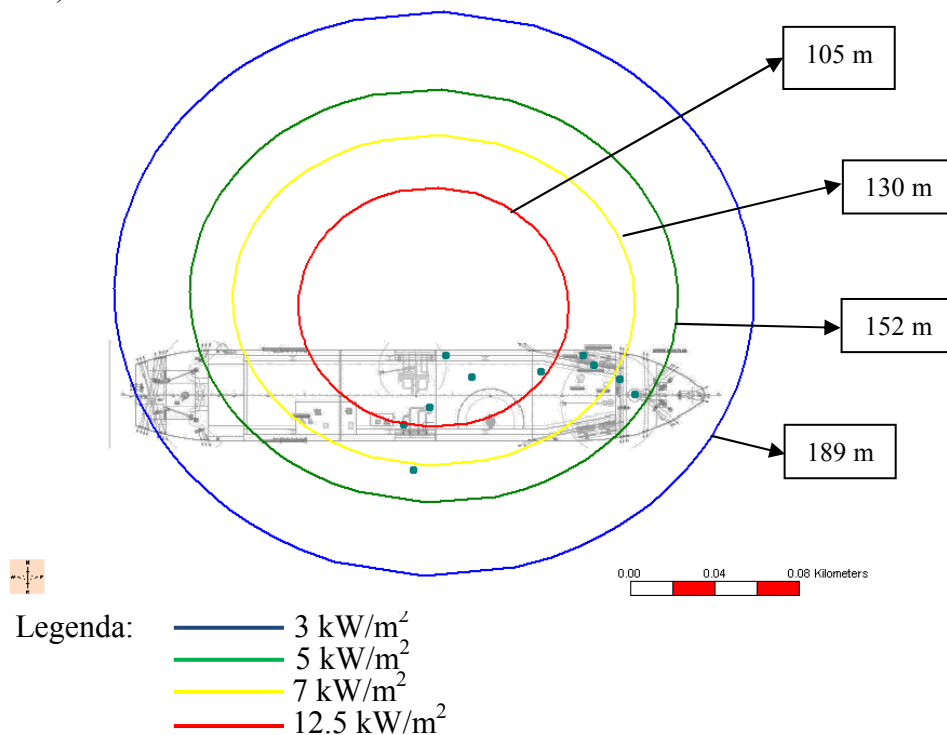


Figura A4.12 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano in miscela. I cerchi indicano le distanze di danno in metri dal centro del Jet fire.

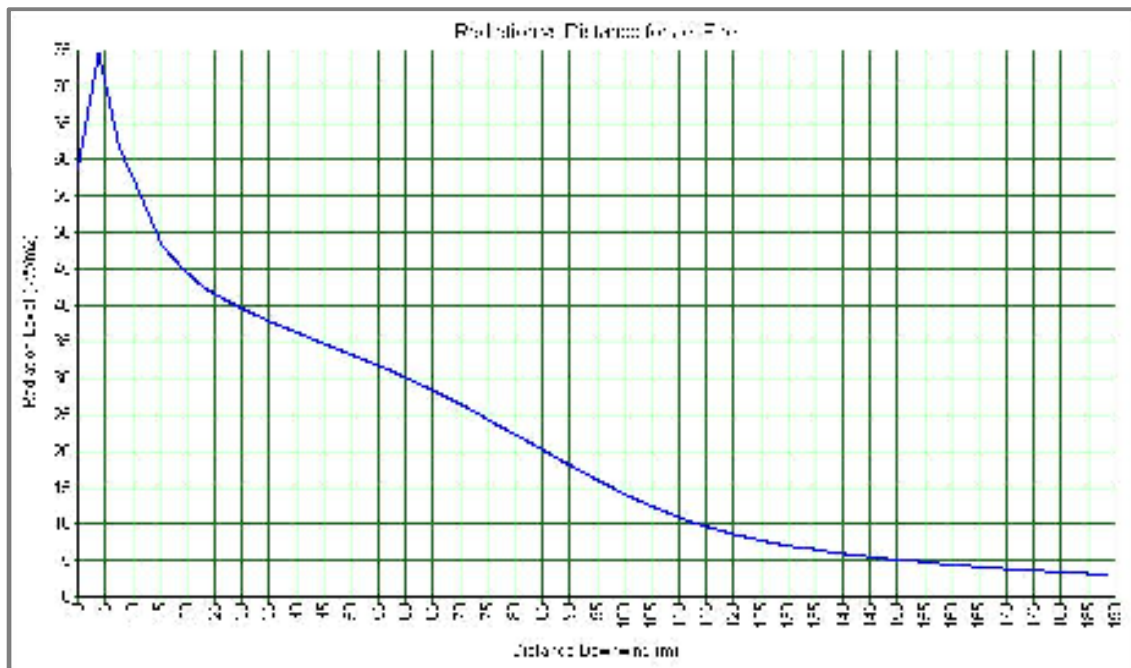


Figura A4.13 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano in miscela in funzione della distanza in metri dal centro del Jet fire.

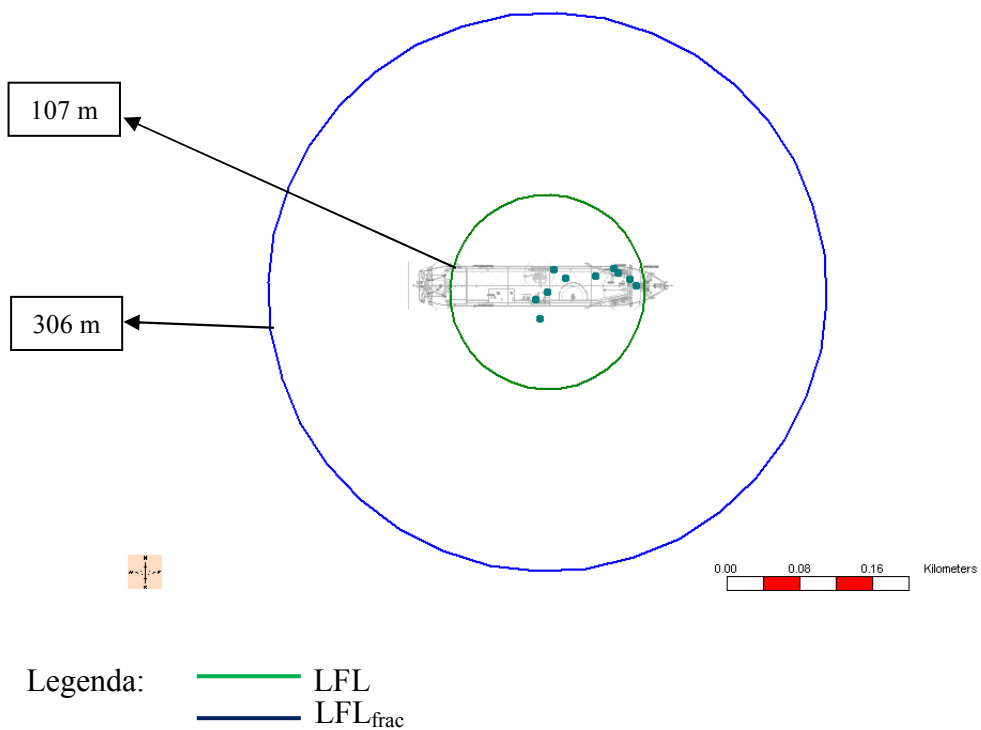
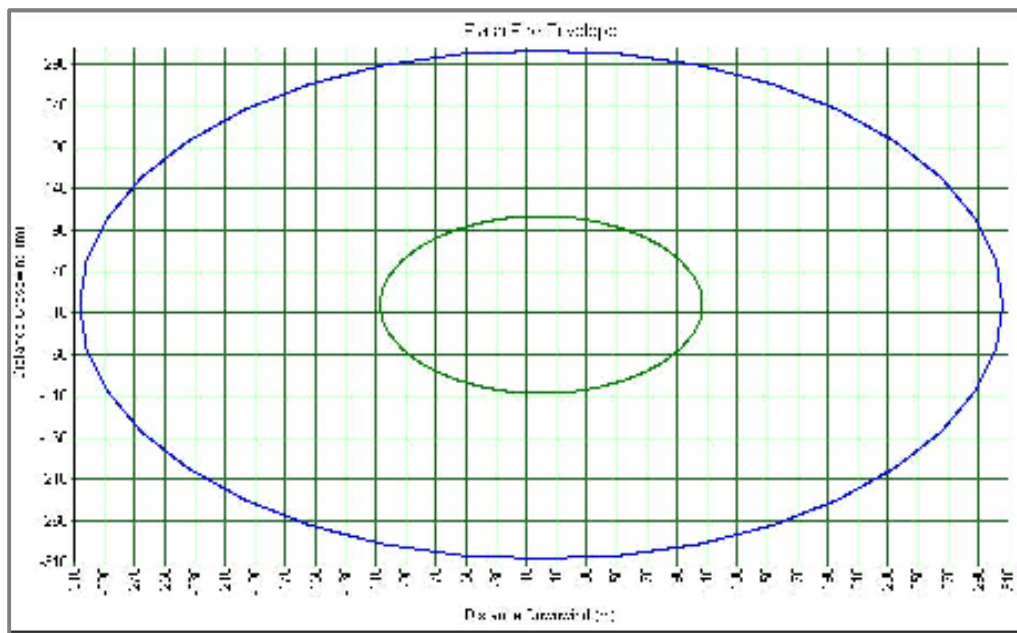
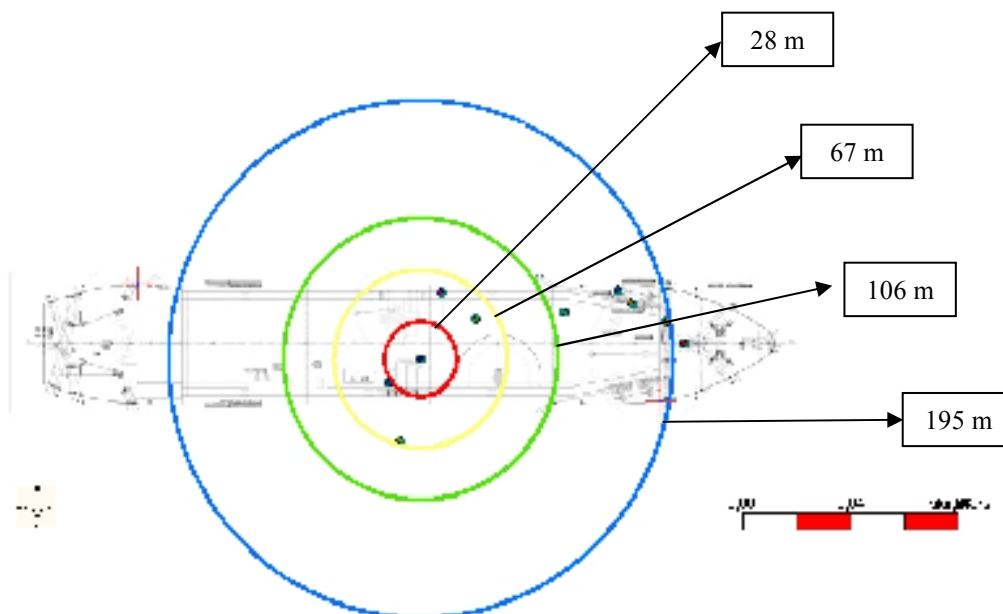


Figura A4.14 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire e in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).



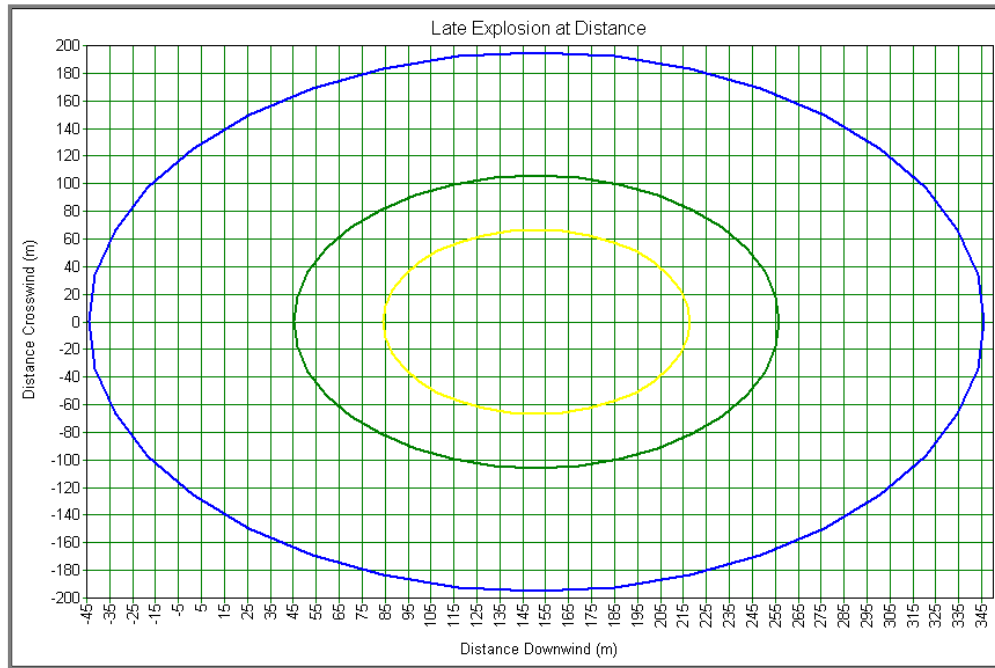
Legenda: — LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.15 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire e in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).



Legenda: — 0.03 bar
— 0.07 bar
— 0.14 bar
— 0.6 bar

Figura A4.16 – Sovrapressioni derivanti dall'esplosione del metano in miscela in funzione della distanza in metri dal centro dell'esplosione.



Legenda:
— 0.03 bar
— 0.07 bar
— 0.14 bar

Figura A4.17 – Distanze in metri delle sovrappressioni provocate dall’esplosione e in riferimento al centro dell’esplosione (metano in miscela).

In Tabella A4.6 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.6 – Dati sulle conseguenze per l’Evento 2 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	95 Kg/s	
Temperatura finale	-161°C	
Durata del rilascio	157 secondi	
Massa infiammabile	464 Kg	
<i>Jet Fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, dal centro del Jet fire)	3 kW/m ²	189 m
	5 kW/m ²	152 m
	7 kW/m ²	130 m
	12.5 kW/m ²	105 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	107m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto di rilascio	306m
<i>Esplosione</i>		
Sovrappressioni da esplosione (Distanze in metri dal centro dell’esplosione)	0.03 bar	195
	0.07 bar	106
	0.14 bar	67
	0.6 bar	28

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m · anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.18).

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]	
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 9.80 E-08	0.30			<i>Jet Fire</i> 2.90 E-08	
			0.001	<i>Esplosione</i> 8.00 E-12	
		0.13			
		8.00 E-09			
			0.03		<i>Flash Fire</i> 2.40 E-10
		0.70 6.80 E-09			
		0.87		<i>Dispersione</i> 5.00 E-09	

Figura A4.18– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto alla rottura di un tubo di trasferimento ai serbatoi.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi la rottura di un tubo di trasferimento ai serbatoi, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.7 - A4.8 – A4.9).

Tabella A4.7 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 2, metano in miscela – Rottura di un braccio di trasferimento ai serbatoi e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
76	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	189	152	130	105

Tabella A4.8 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 2, metano in miscela – Rottura di un braccio di trasferimento ai serbatoi e conseguente, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di infiammabilità	
				LFL	½LFL
76	9.80 E-08	Flash fire	2.40 E-10	107m	306 m

Tabella A4.9 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 2, metano in miscela – Rottura di un braccio di trasferimento ai serbatoi e conseguente esplosione.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Sovrapressioni Distanze in metri a:			
				0.03 bar	0.07 bar	0.14 bar	0.6 bar
76	9.80 E-08	Esplosione	8.00 E-12	195	106	67	28

Sulla base della Tabella A4.7 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m^2) possono interessare un'area fino a 152 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Più del 100% della lunghezza della nave viene colpito dall'irraggiamento termico derivante dal *Jet fire*.

Dalla Figura A4.13 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità del *Jet fire* raggiunge valori di 75 kW/m^2 . Nonostante tali valori siano molto elevati, la breve durata dello scenario (1 minuto – blocco manuale valvole motorizzate) fa escludere la possibilità di effetti domino. Anche per quanto riguarda le distanze raggiunte dalle sovrappressioni generate dall'esplosione i valori ottenuti non sono trascurabili.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico, dai limiti di infiammabilità e dalle sovrappressioni. I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.10 - A4.11 – A4.12 . Di seguito sono riportati anche i grafici (Figura A4.19 – A4.20– A4.21 – A4.22 – A4.23 – A4.24).

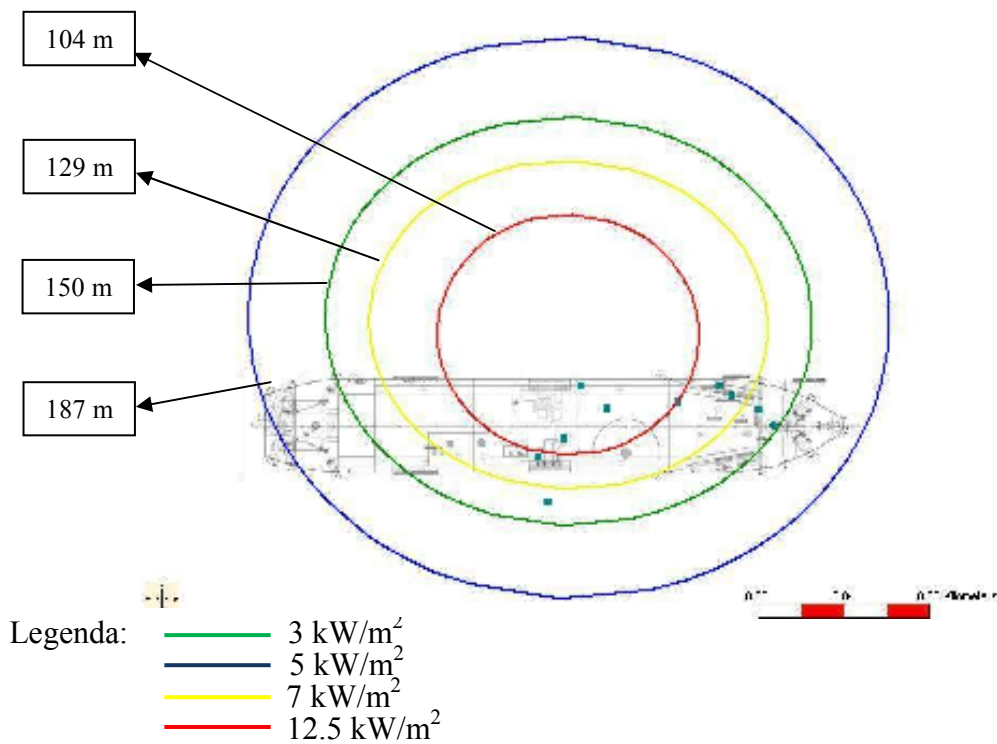


Figura A4.19 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano puro. I cerchi indicano le distanze in metri dal centro del Jet fire.

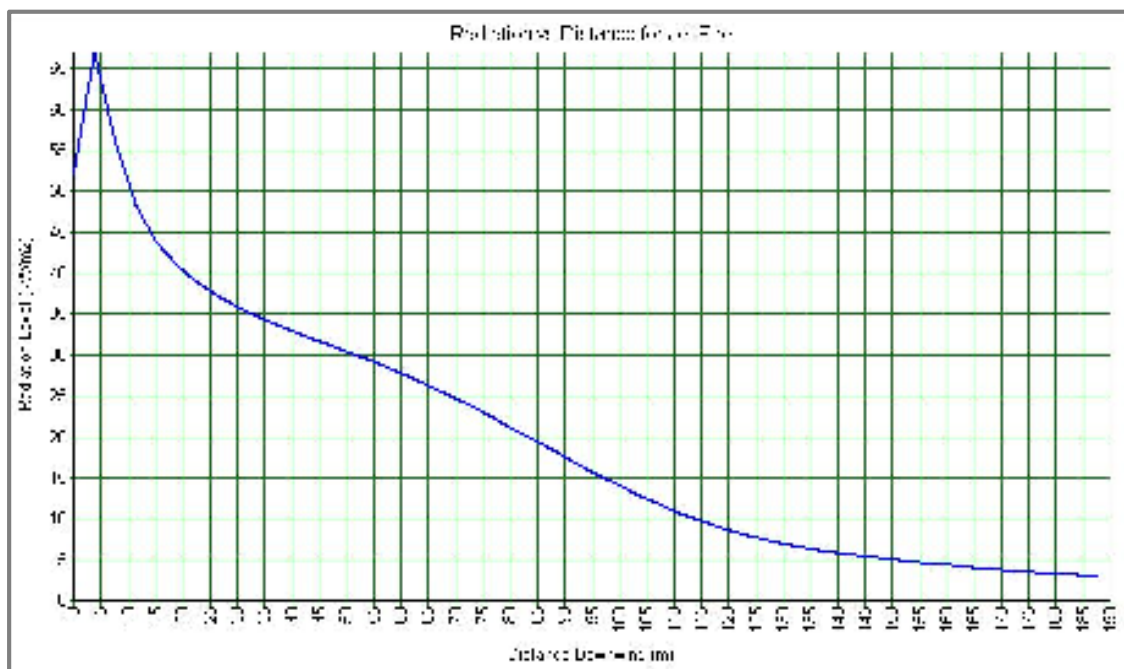


Figura A4.20 – Irraggiamento termico derivante dal Pool fire del metano puro in funzione della distanza in metri dal centro del Jet fire.

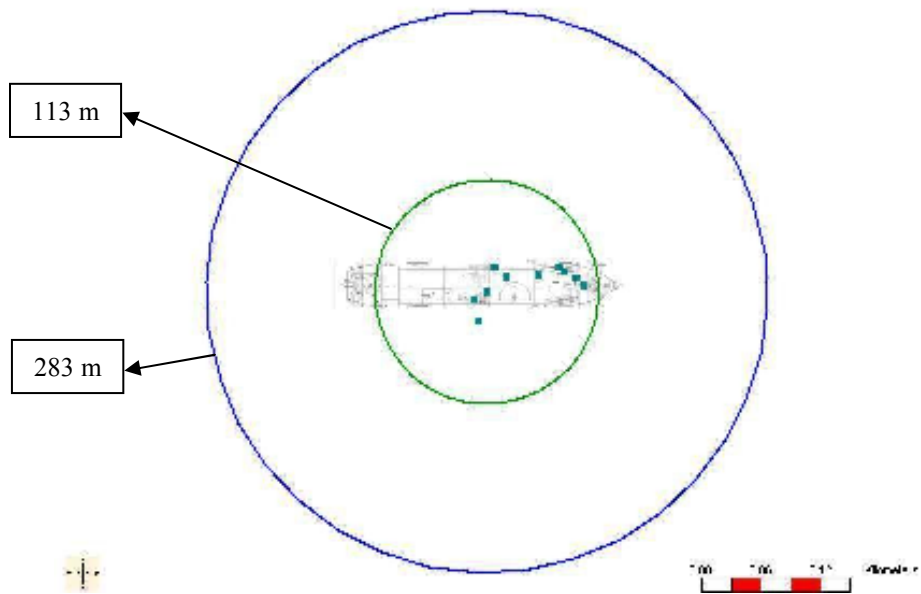
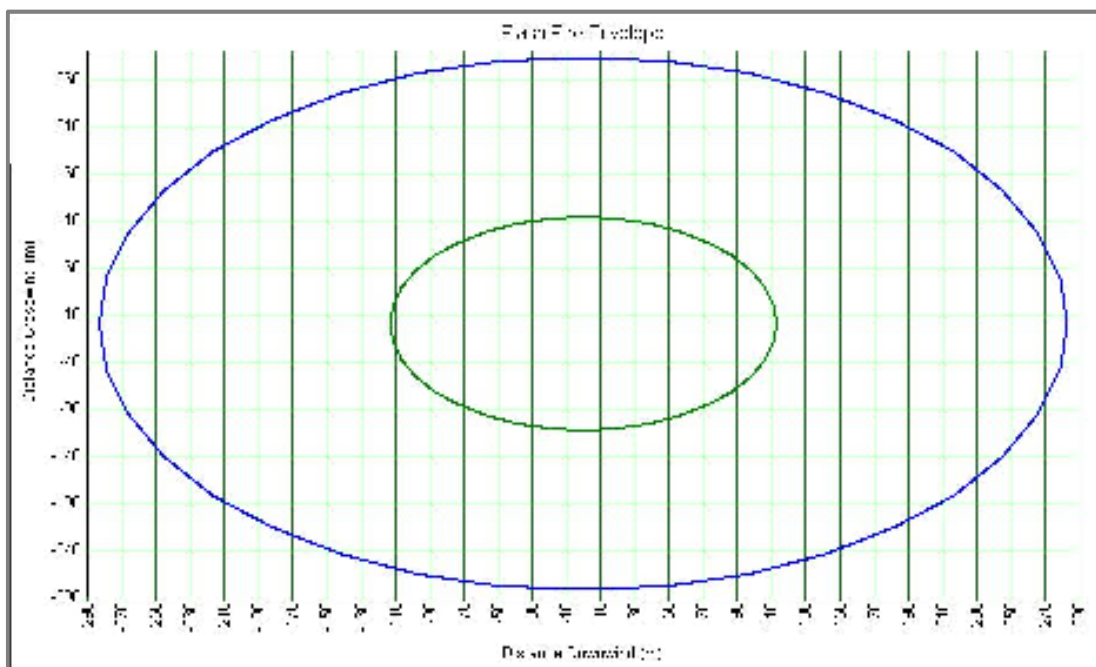


Figura A4.21 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano puro).



Legenda: — LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.22 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano puro).

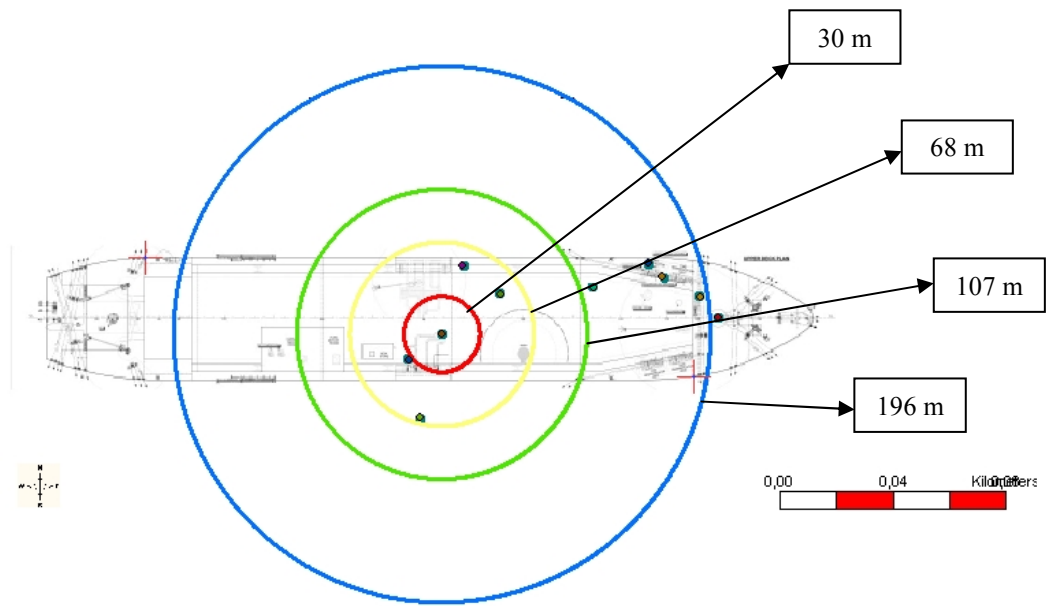
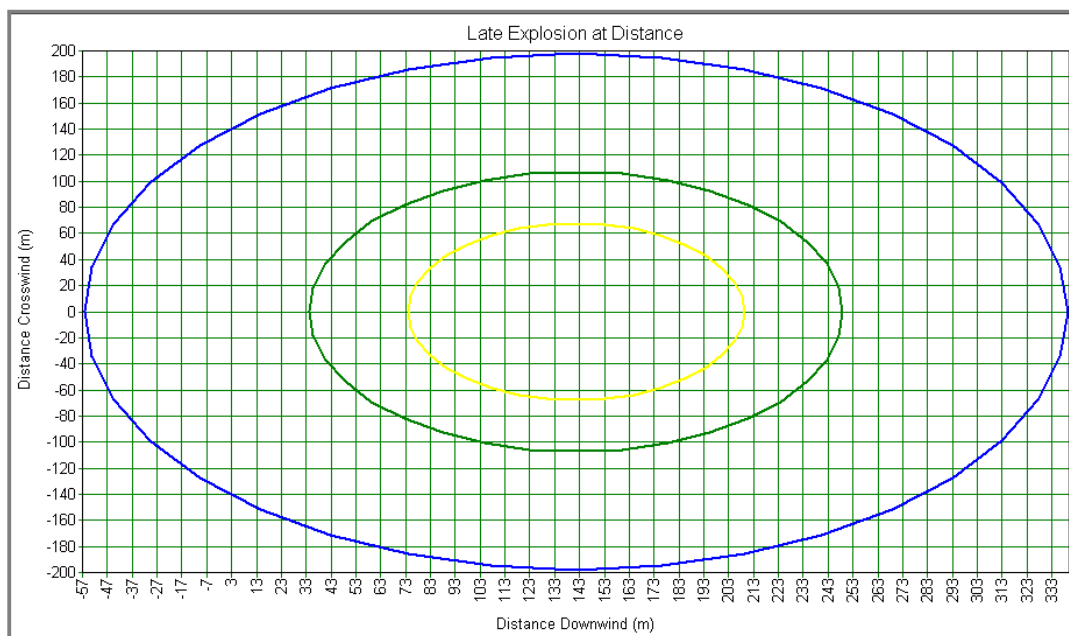


Figura A4.23 – Sovrapressioni derivanti dall'esplosione del metano puro in funzione della distanza in metri dal centro dell'esplosione.



Legenda: — 0.03 bar
 — 0.07 bar
 — 0.14 bar

Figura A4.24 – Distanze in metri delle sovrappressioni provocate dall'esplosione e in riferimento al centro dell'esplosione (metano puro).

Tabella A4.10 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 2, metano puro – Rottura di un braccio di trasferimento ai serbatoi e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
76	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	187	150	129	104

Tabella A4.11 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 2, metano puro – Rottura di un braccio di trasferimento ai serbatoi, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di infiammabilità	
				LFL	½LFL
76	6.56 E-08	Flash fire	2.40 E-10	113m	283m

Tabella A4.12 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 2, metano puro – Rottura di un braccio di trasferimento ai serbatoi e conseguente esplosione.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Sovrapressioni			
				Distanze in metri a:			
				0.03 bar	0.07 bar	0.14 bar	0.6 bar
76	9.80 E-08	Esplosione	8.00 E-12	196	107	68	30

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l’albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

Nonostante la possibile rottura di un braccio di scarico e conseguenti *Jet Fire* o *Flash Fire* possano provocare danni di ampia portata, la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

3) EVENTO 3 – Rilascio di GNL dai serbatoi di stoccaggio

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.13).

Tabella A4.13 – Dati in ingresso al modello per l'Evento 3 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	1.95 E07 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	0.18 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	10 mm
Fase del rilascio	Liquida
Rugosità della tubazione	0.04mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	18 m
Direzione del rilascio	Orizzontale

I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.25 – A4.26)

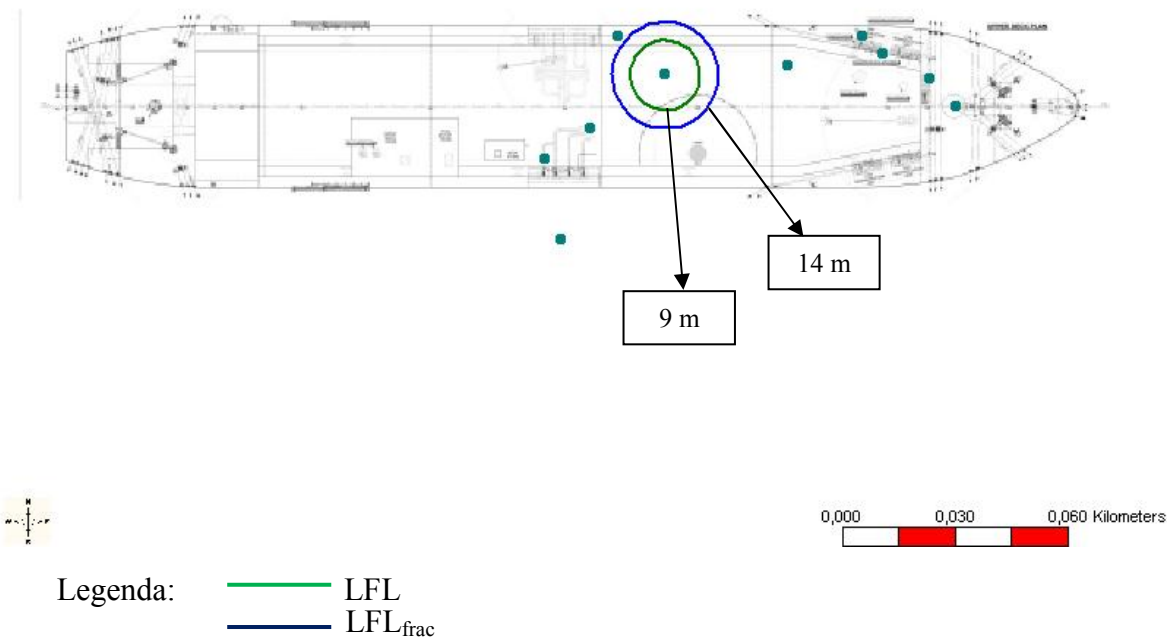
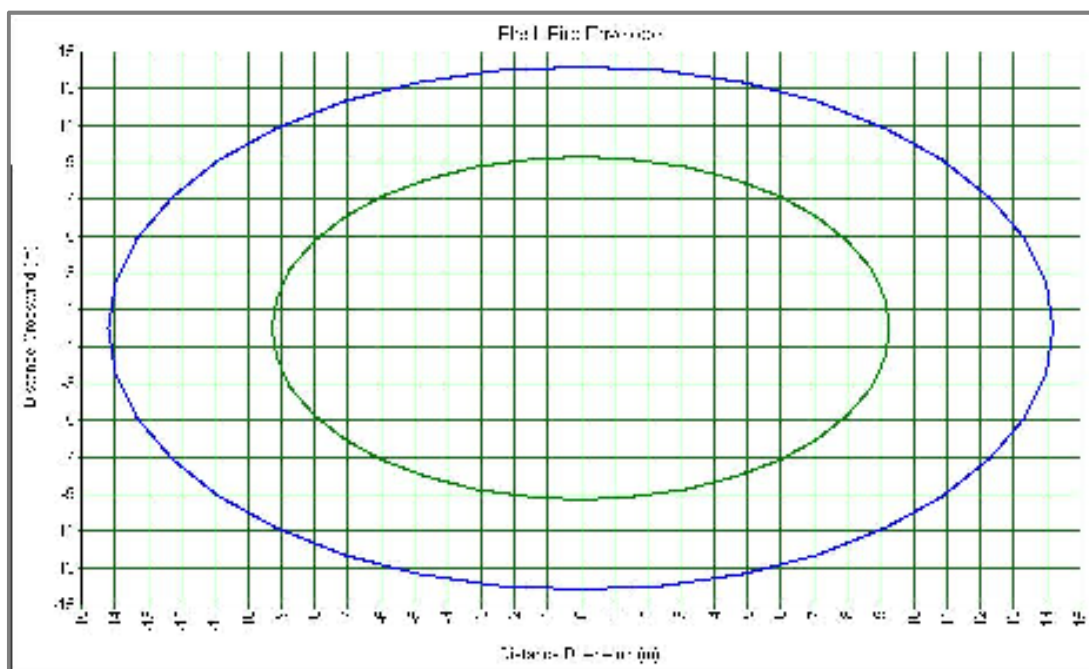


Figura A4.25 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2LFL) derivanti dal Flash Fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).



Legenda: — LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.26 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash Fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.14 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.14 – Dati sulle conseguenze per l'Evento 3 – Metano in miscela.

Dati del rilascio		
Frazione di liquido	1.00 (-)	
Portata di rilascio	0.19 Kg/s	
Temperatura finale	-161°C	
Durata del rilascio	3600 secondi	
Massa infiammabile	0.13 Kg	
Flash Fire		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	9m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	dal punto di rilascio	14m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m · anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.27).

Osservando inoltre che la probabilità di esplosione è pari a 0.00 così come quella di un possibile innesco immediato, l'unico scenario che si verifica è quello del *Flash Fire*.

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
<i>Rilascio liquido infiammabile</i>	0.00			<i>Pool Fire</i> 0.00 E+00
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
		0.01		<i>Flash Fire</i> 4.00 E-09
	4.00 E-05		0.01	<i>Flash Fire</i> 4.00 E-09
		1.00		<i>Flash Fire</i> 4.00 E-09
		4.00 E-05	0.99	<i>Dispersione</i> 3.96 E-05

Figura A4.27– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto al rilascio di GNL dai serbatoi di stoccaggio.

A questo punto è possibile riassumere in un'unica tabella (Tabella A4.15) quale sia la frequenza con la quale può verificarsi la rottura di un serbatoio di stoccaggio, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti.

Tabella A4.15 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 3, metano in miscela – Rottura di un serbatoio di stoccaggio, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
10	4.00 e-05	Flash fire	4.00 E-09	9 m	14 m

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro non si osservano variazioni per quanto riguarda le distanze dei limiti di infiammabilità. I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.16.

Di seguito sono riportati anche i grafici (Figura A4.28 – A4.29).

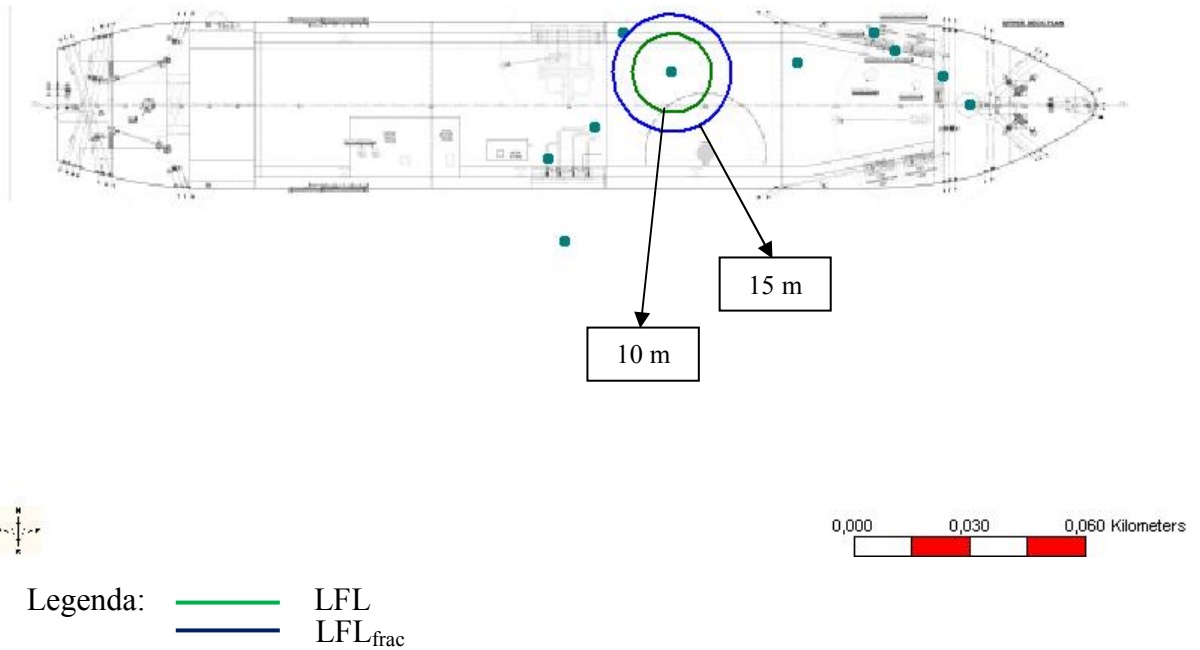


Figura A4.28 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano puro).

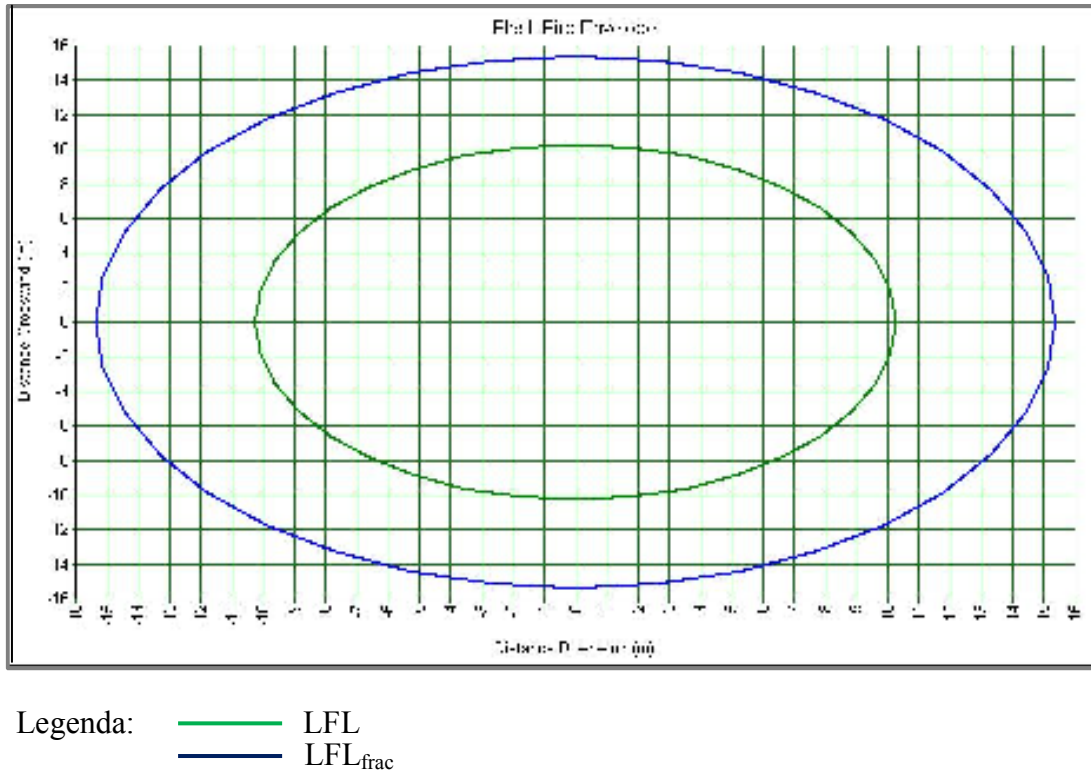


Figura A4.29 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash Fire in riferimento al punto di rilascio (metano puro).

Tabella A4.16 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 3, metano puro – Rottura di un serbatoio di stoccaggio, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
10	4.00 e-05	Flash fire	4.00 E-09	10 m	15 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l’albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

La possibile rottura di un serbatoio di stoccaggio e conseguente *Flash fire* non provoca danni di ampia portata ed inoltre la frequenza con la quale tale fenomeno si verifica è molto bassa.

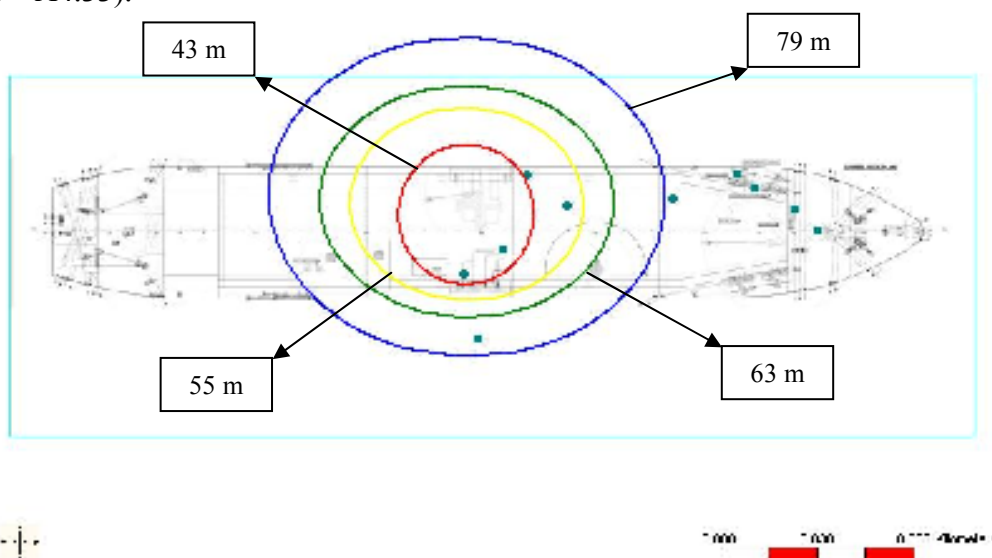
4) *EVENTO 4 – Rilascio di GNL dalla linea di ritorno vapore alla metaniera*

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.17).

Tabella A4.17 – Dati in ingresso al modello per l'Evento 4 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	200 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	0.25 bar
Fase	Gas
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	76 mm
Fase del rilascio	Vapore
Rugosità della tubazione	0.04mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m
Direzione del rilascio	45° rispetto l'orizzontale

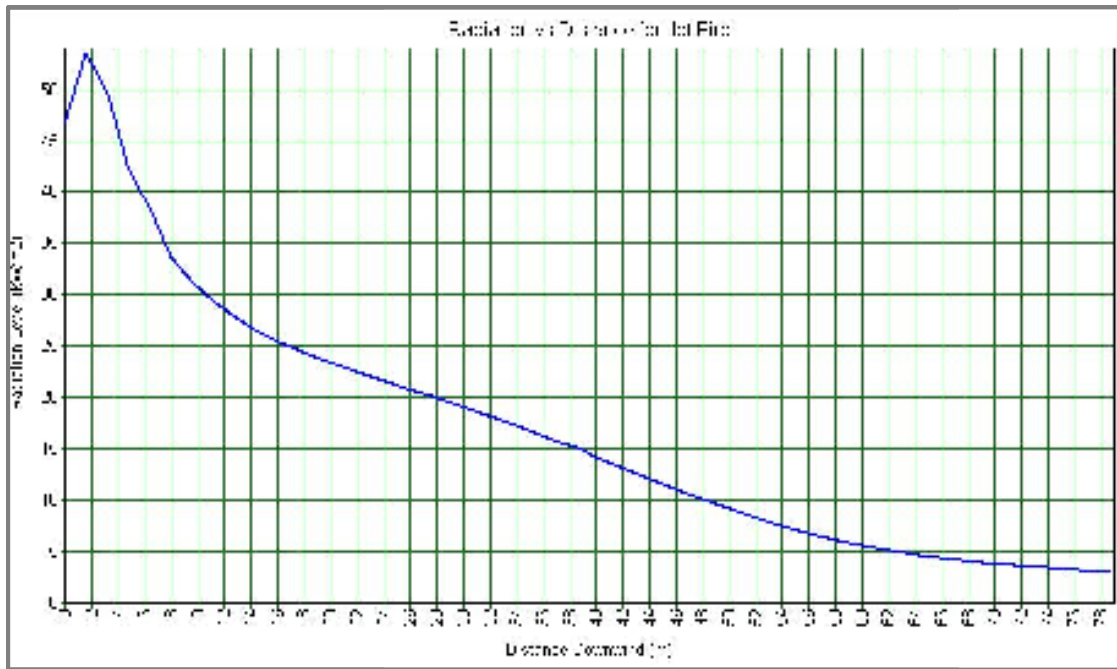
I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.30 – A4.31 – A4.32 – A4.33).



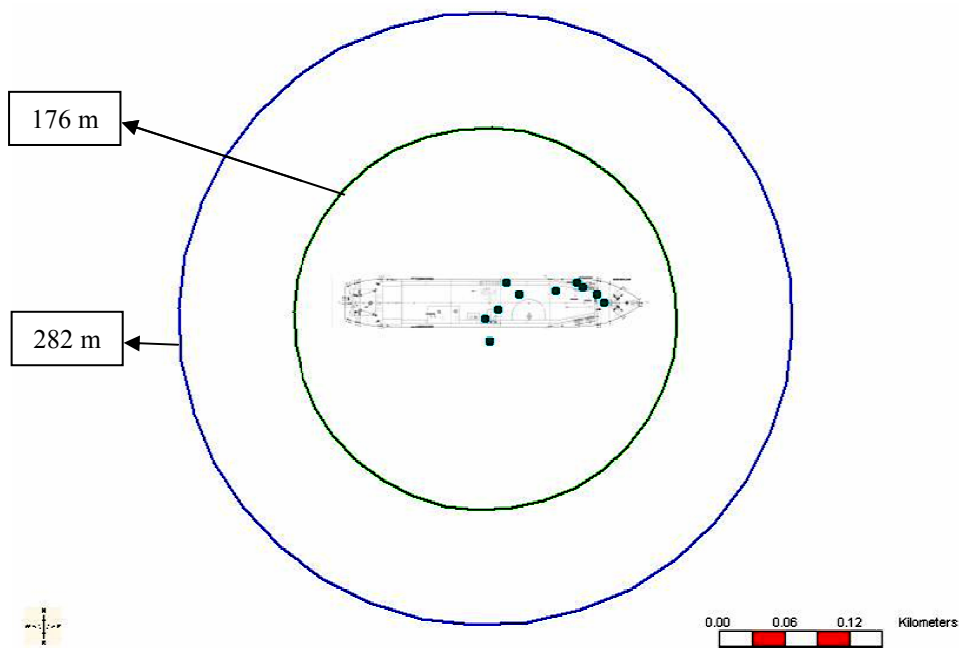
Legenda:

- 3 kW/m²
- 5 kW/m²
- 7 kW/m²
- 12.5 kW/m²

Figura A4.30 – Irraggiamento termico derivante dal Jet Fire del metano in miscela. I cerchi indicano le distanze di danno in metri dal centro del Jet fire.

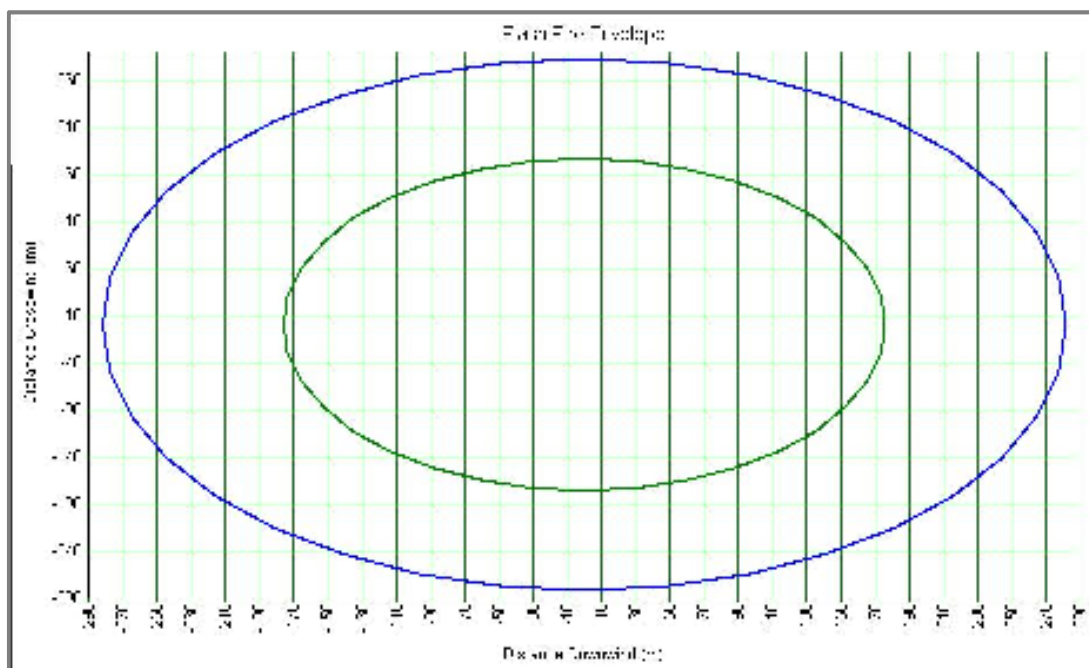


funzione della



-frac

lammable Limit
n miscela).



Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.33 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash Fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.18 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.18 – Dati sulle conseguenze per l'Evento 4 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	13 Kg/s	
Temperatura finale	-161 °C	
Durata del rilascio	15 secondi	
Massa infiammabile	30.57 Kg	
<i>Jet Fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del Jet fire)	3 kW/m ²	79 m
	5 kW/m ²	63 m
	7 kW/m ²	55 m
	12.5 kW/m ²	43 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	176 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	282 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m · anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.34).

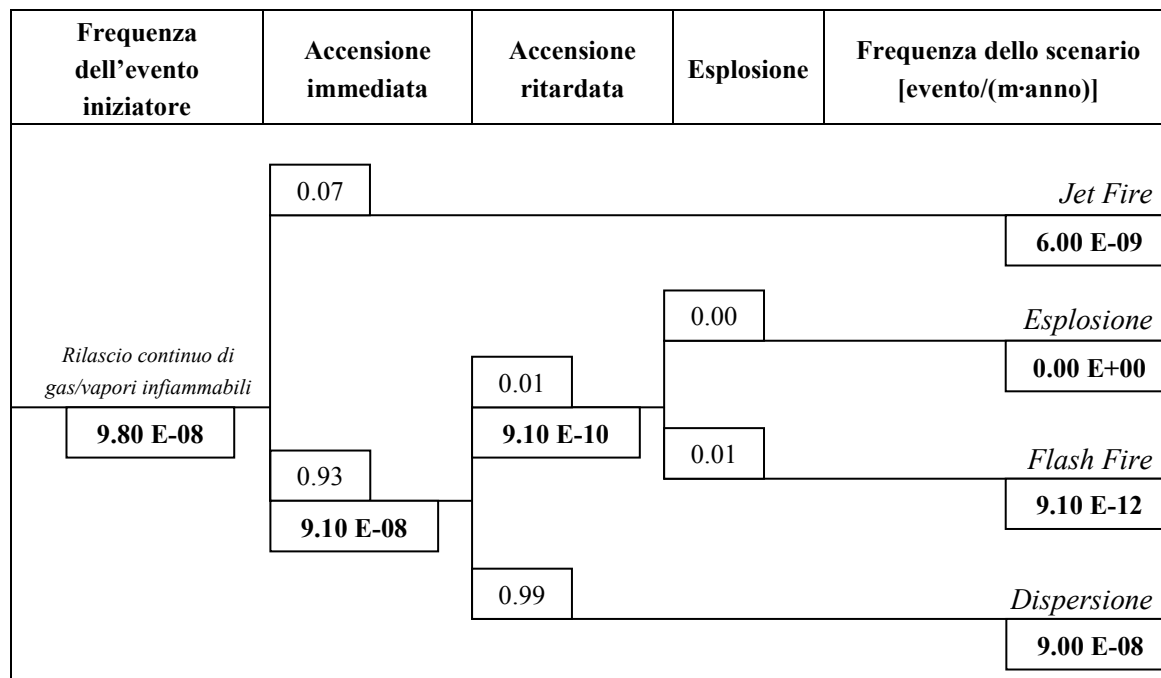


Figura A4.34– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto alla rottura della linea di ritorno vapori alla nave metaniera.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi la rottura della linea di ritorno vapori alla metaniera, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.19 - A4.20).

Tabella A4.19 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 4, metano in miscela – Rottura della linea ritorno vapori alla metaniera e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
76	9.80 E-08	Jet fire	6.00 E-09	79	63	55	43

Tabella A4.20 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 4, metano in miscela – Rottura della linea ritorno vapori alla metaniera, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
10	9.80 E-08	Flash fire	9.10 E-12	176 m	282 m

Sulla base della Tabella A4.19 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all’aperto (5 kW/m^2) possono interessare un’area fino a 63 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Il 50 % della lunghezza della nave viene colpito dall’irraggiamento termico derivante dal *Jet fire*.

Dalla Figura A4.31 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità della pozza raggiunge valori di 60 kW/m^2 . Nonostante tali valori siano molto elevati, la breve durata dello scenario (1 minuto) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall’irraggiamento termico e dai limiti di infiammabilità.

I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.21 – A4.22. Di seguito sono riportati anche i grafici relativi a tale evento (Figura A4.35– A4.36 – A4.37 – A4.38).

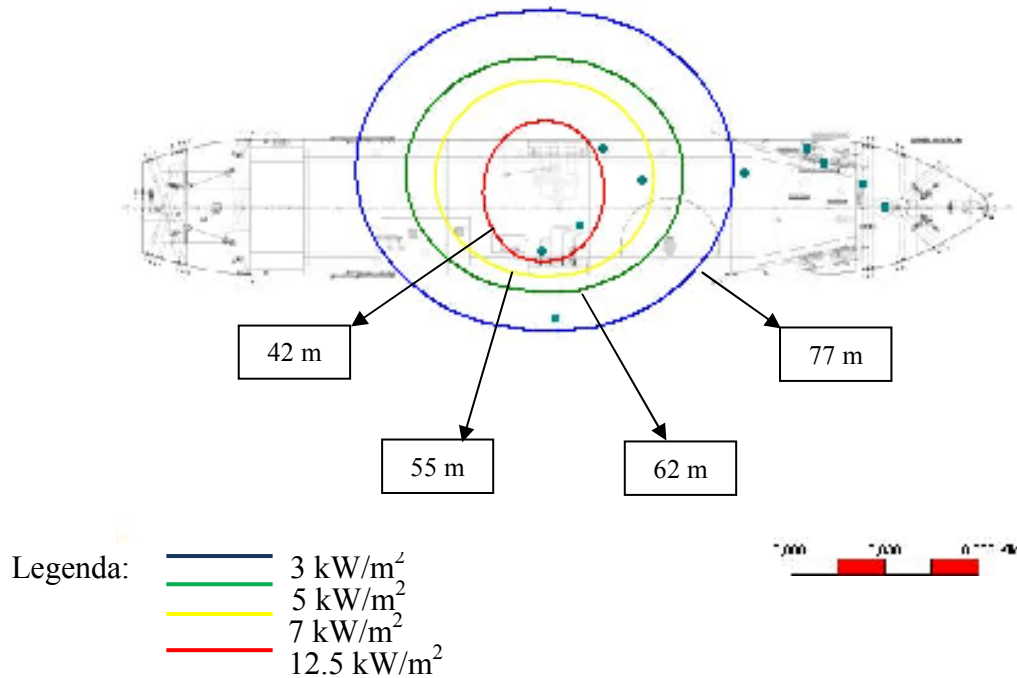


Figura A4.35 – Irraggiamento termico derivante dal Jet Fire del metano puro. I cerchi indicano le distanze di danno in metri dal centro del Jet fire.

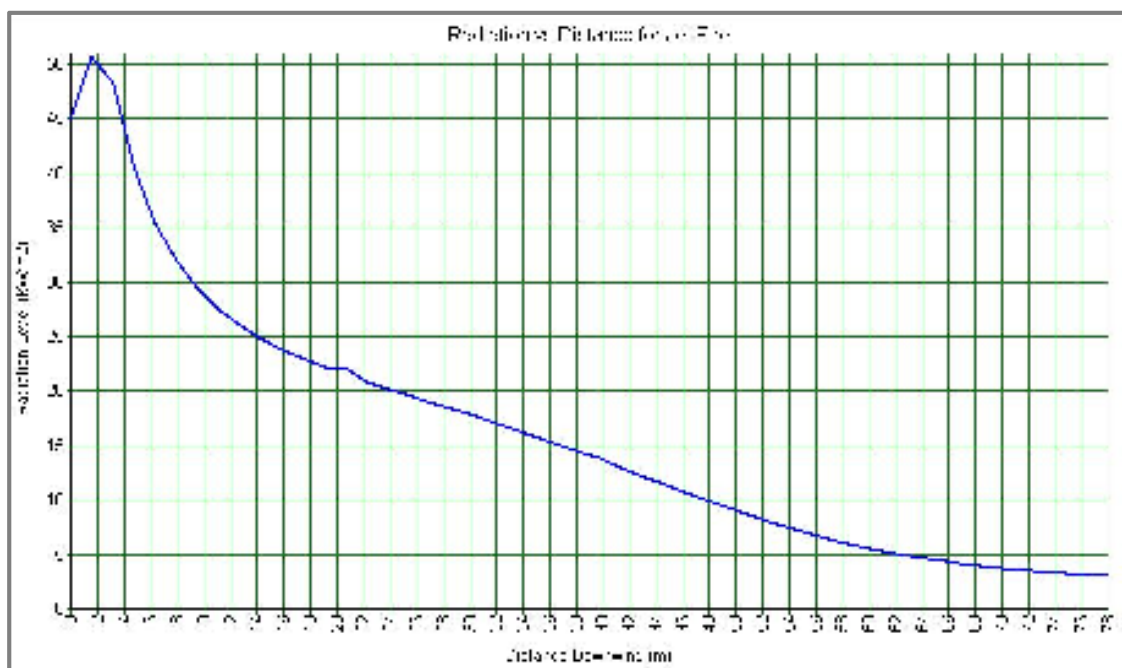
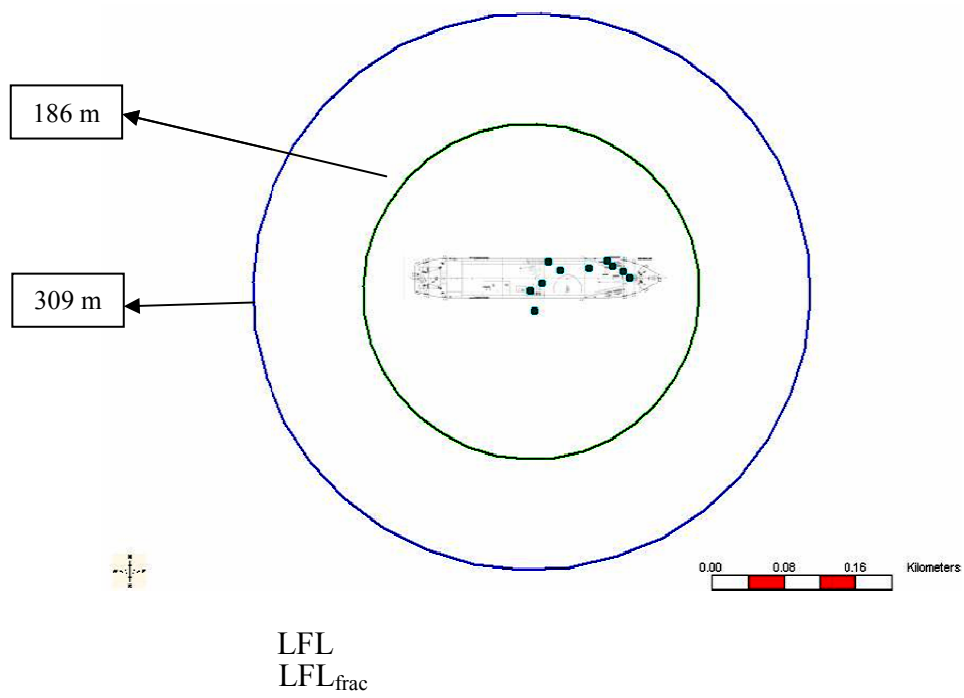
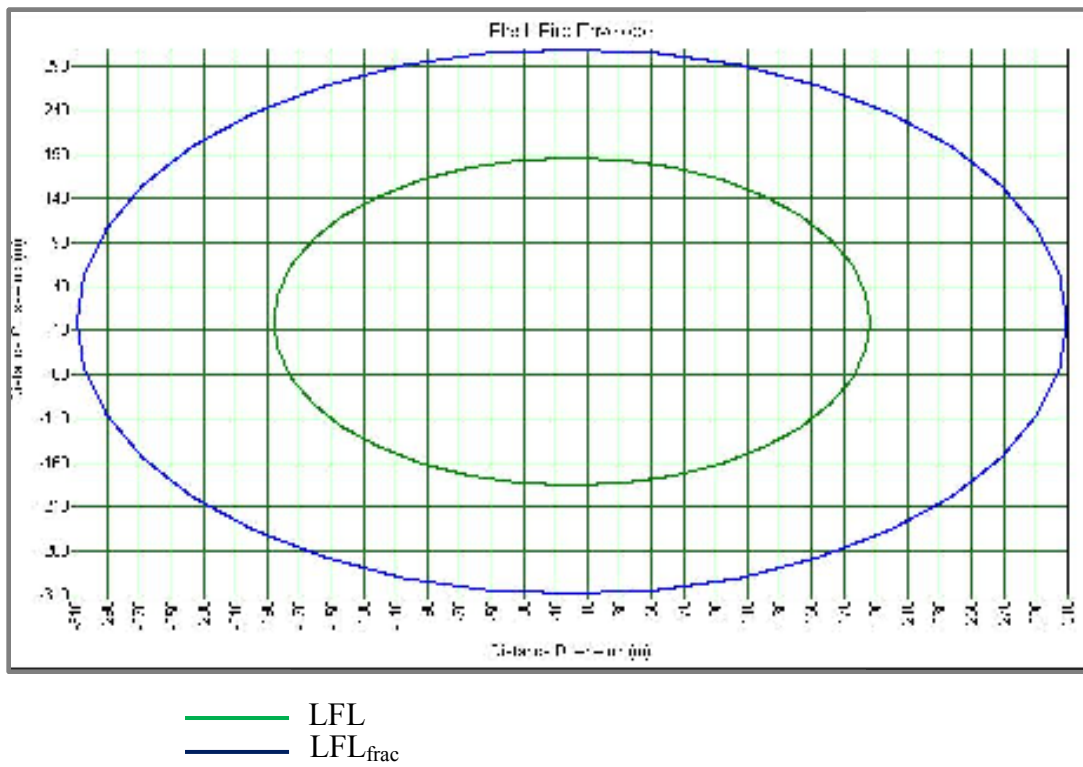


Figura A4.36 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano puro in funzione della distanza in metri dal centro del Jet fire.



ver Flammable Limit
tano puro).



ver Flammable Limit
tano puro).

Tabella A4.21 – Dati riassuntivi relativi all'Evento4, metano puro – Rottura della linea ritorno vapori alla metaniera e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
76	9.80 E-08	Jet fire	6.00 E-09	77	62	55	42

Tabella A4.22 – Dati riassuntivi relativi all'Evento4, metano in miscela – Rottura della linea ritorno vapori alla metaniera, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
10	9.80 E-08	Flash fire	9.10 E-12	186 m	309 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l'albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

Nonostante la possibile rottura di un braccio di scarico e conseguenti *Jet fire* o *Flash fire* possano provocare danni di ampia portata, la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

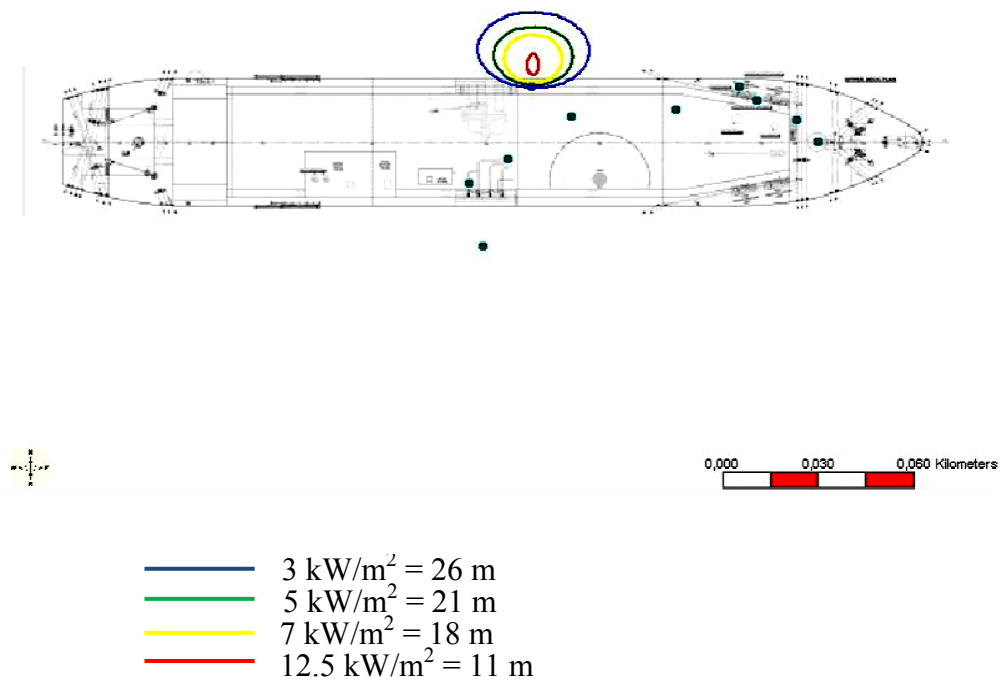
5) EVENTO 5 – Rilascio gas dalla linea del compressore BOG

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.23).

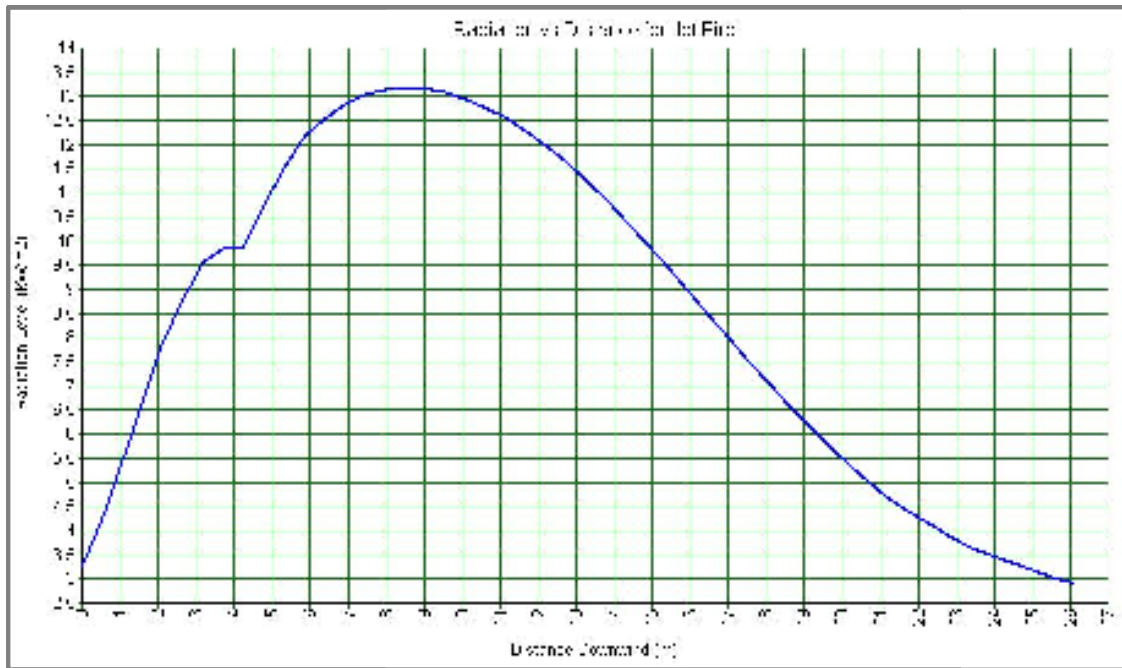
Tabella A4.23 – Dati in ingresso al modello per l'evento 5 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	240 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	10°C
Pressione relativa	10 bar
Fase	Gas
Tipologia fase	Gas pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	40 mm
Fase del rilascio	Vapore
Rugosità della tubazione	0.04mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m
Direzione del rilascio	45° rispetto l'orizzontale

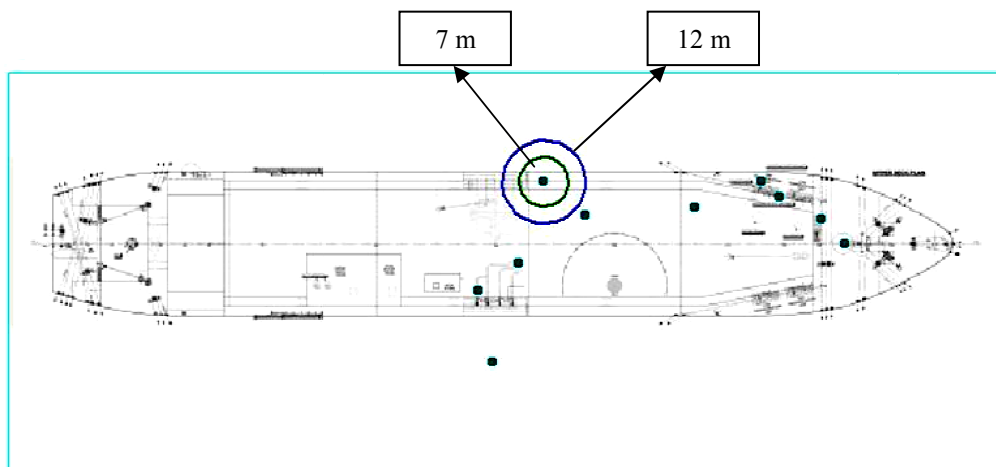
I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.39 – A4.40 – A4.41 – A4.42).



miscela. I cerchi

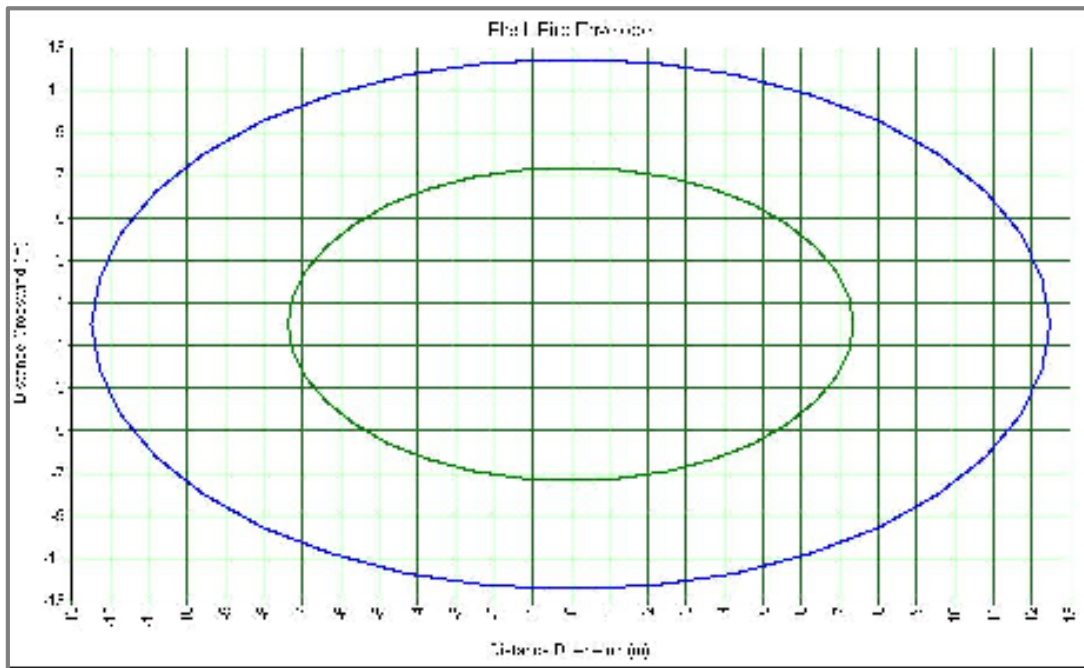


funzione della



-frac

Flammable
(metano in



Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.42 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.24 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.24– Dati sulle conseguenze per l'Evento 5 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	2.24 Kg/s	
Temperatura finale	-59°C	
Durata del rilascio	107 secondi	
Massa infiammabile	0.26 Kg	
<i>Jet Fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del rilascio)	3 kW/m ²	26 m
	5 kW/m ²	21 m
	7 kW/m ²	18 m
	12.5 kW/m ²	11 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	7 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	12 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m· anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.43).

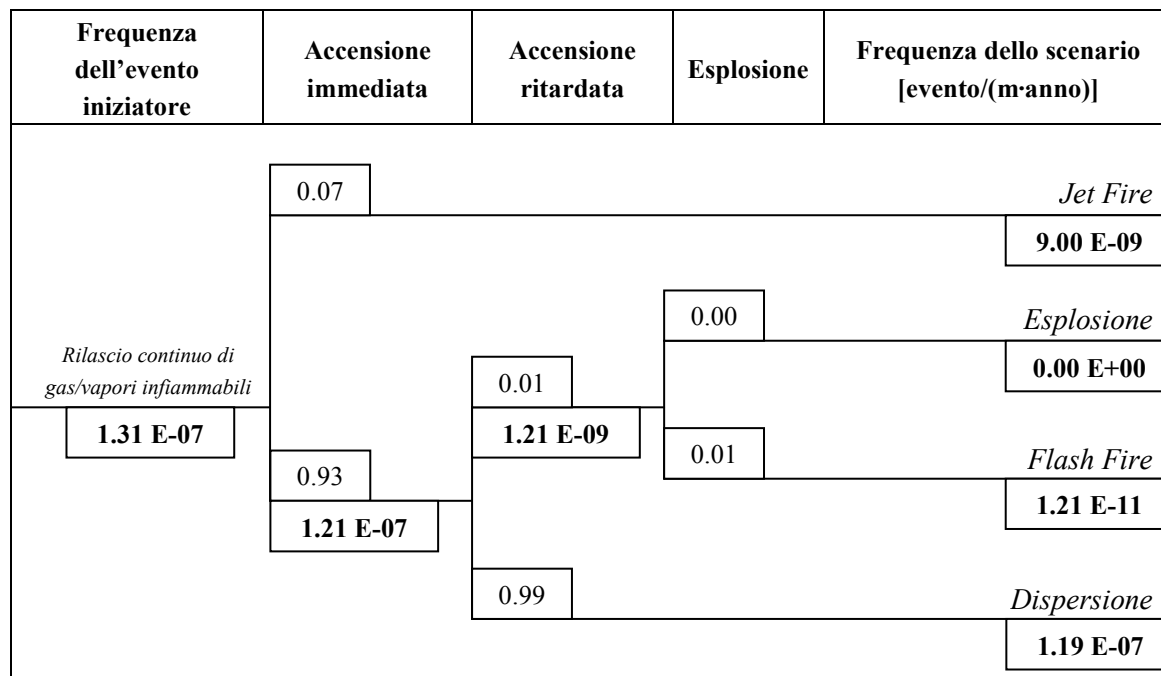


Figura A4.43 – Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dovuto al rilascio di gas dalla linea del compressore BOG.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi la rottura della linea del compressore BOG, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.25 - A4.26).

Tabella A4.25 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 5, metano in miscela – Rottura della linea del compressore BOG e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
40	1.31 E-07	Jet fire	9.00 E-09	26	21	18	11

Tabella A4.26 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 5, metano in miscela – Rottura della linea del compressore BOG, limiti di infiammabilità.

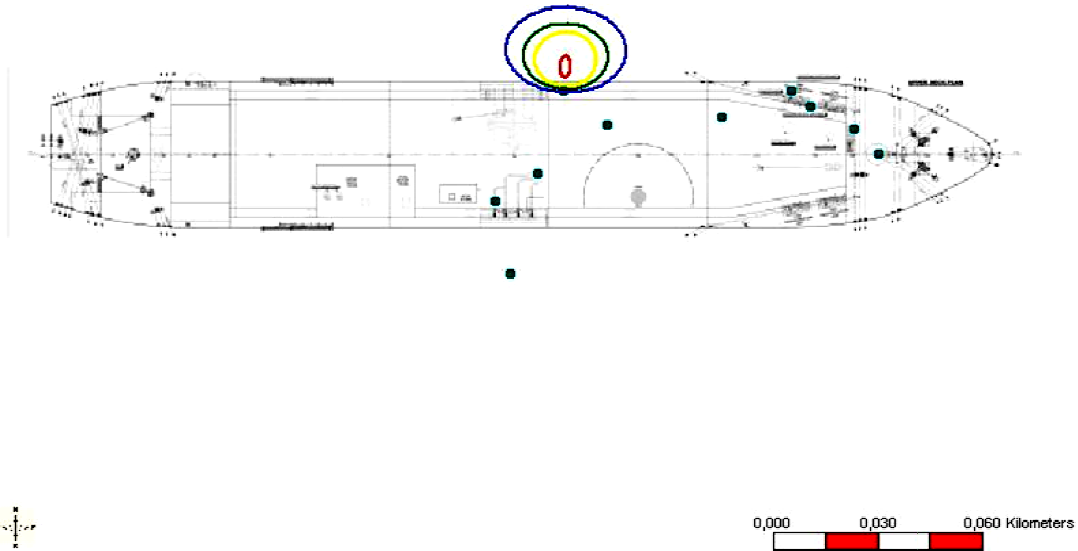
Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
40	1.31 E-07	Flash fire	1.21 E-11	7 m	12 m

Sulla base della Tabella A4.25 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m^2) possono interessare un'area fino a 21 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. In questo caso grazie alla direzione del vento e alle dimensioni ridotte dello scenario, solo una piccolissima parte della nave viene coinvolta dal *Jet fire*. Infatti dalla Figura A4.40 si osserva che il massimo livello di irraggiamento pari a 13 kW/m^2 si trova a 10 metri di distanza dalla nave e che in prossimità della nave arriva solamente un flusso termico pari a 3 kW/m^2 .

Entrambi gli scenari presentano una frequenza di accadimento molto bassa ed inoltre hanno conseguenze molto limitate.

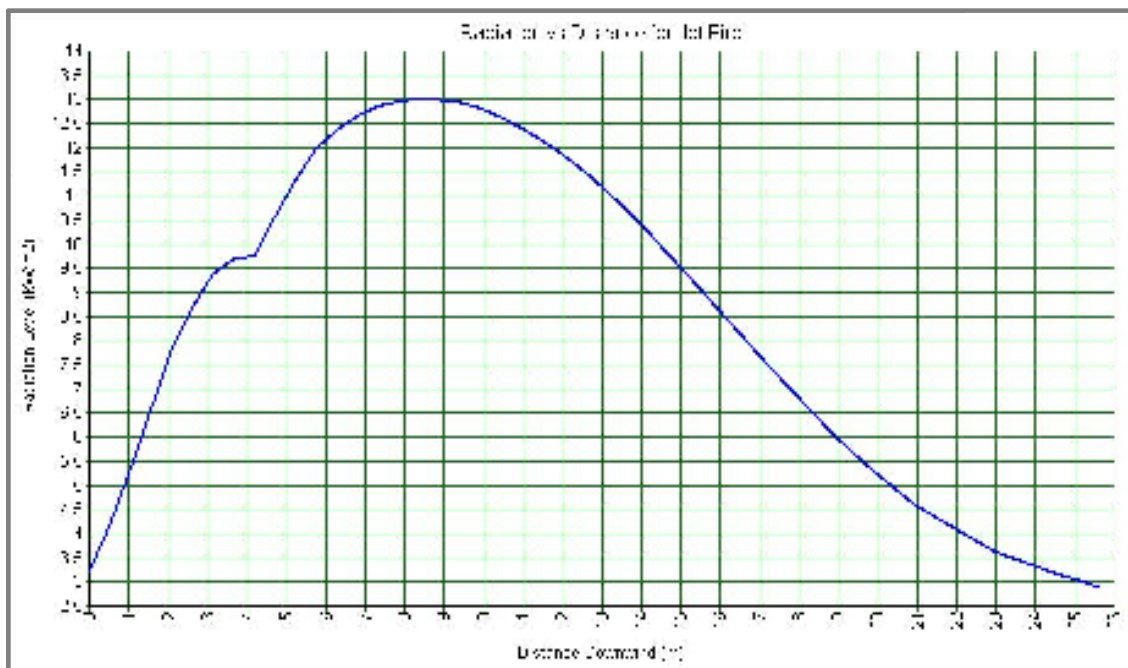
Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico e dai limiti di infiammabilità.

I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.27 – A4.28. Di seguito sono riportati anche i grafici relativi a tale evento (Figura A4.44 – A4.45 – A4.46 – A4.47).

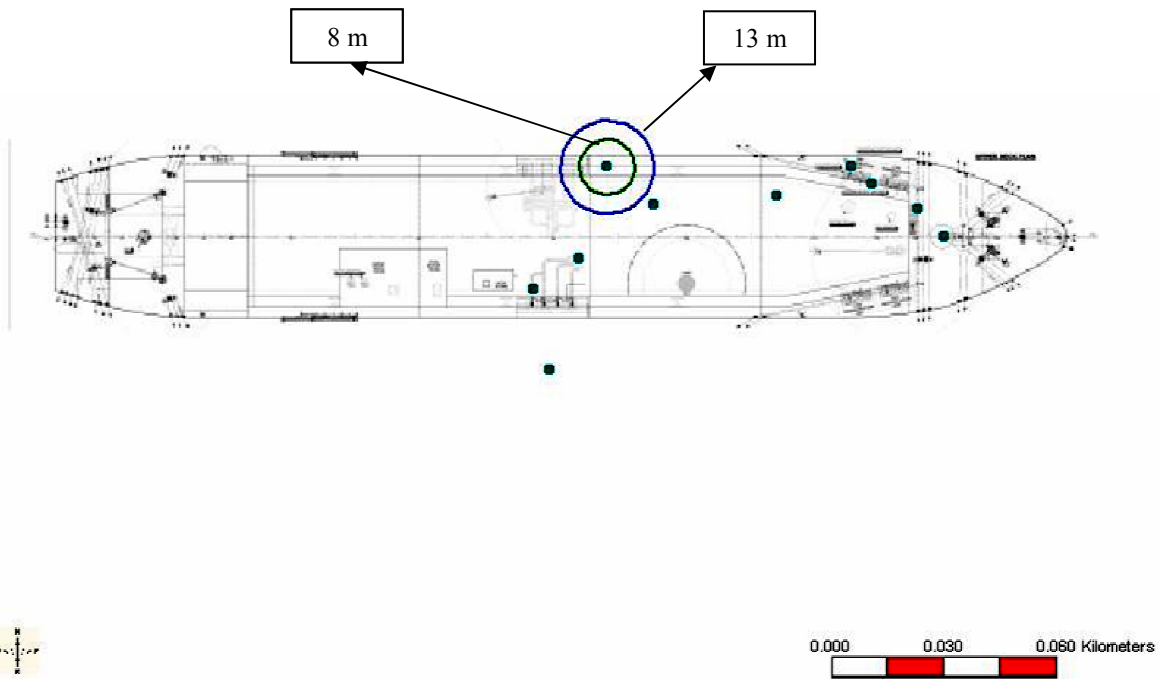


$l/m^2 = 25 \text{ m}$
 $l/m^2 = 20 \text{ m}$
 $l/m^2 = 17 \text{ m}$
 $kW/m^2 = 10 \text{ m}$

i indicano le

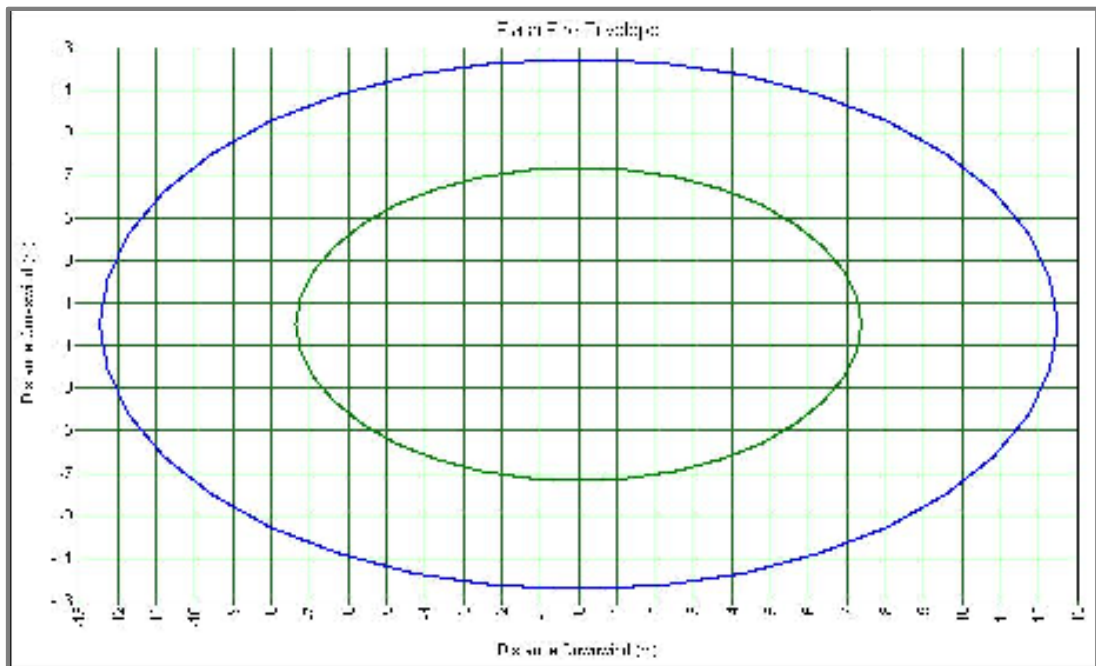


ne della distanza



LFL
LFL_{frac}

wer Flammable Limit
ano puro).



— LFL
— LFL_{frac}

ver Flammable Limit
ano puro).

Tabella A4.27 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 5, metano puro – Rottura della linea del compressore BOG e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
40	1.31 E-07	Jet fire	9.00 E-09	25	20	17	10

Tabella A4.28 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 5, metano in miscela – Rottura della linea del compressore BOG, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
40	1.31 E-07	Flash fire	1.21 E-11	8 m	13 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l'albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

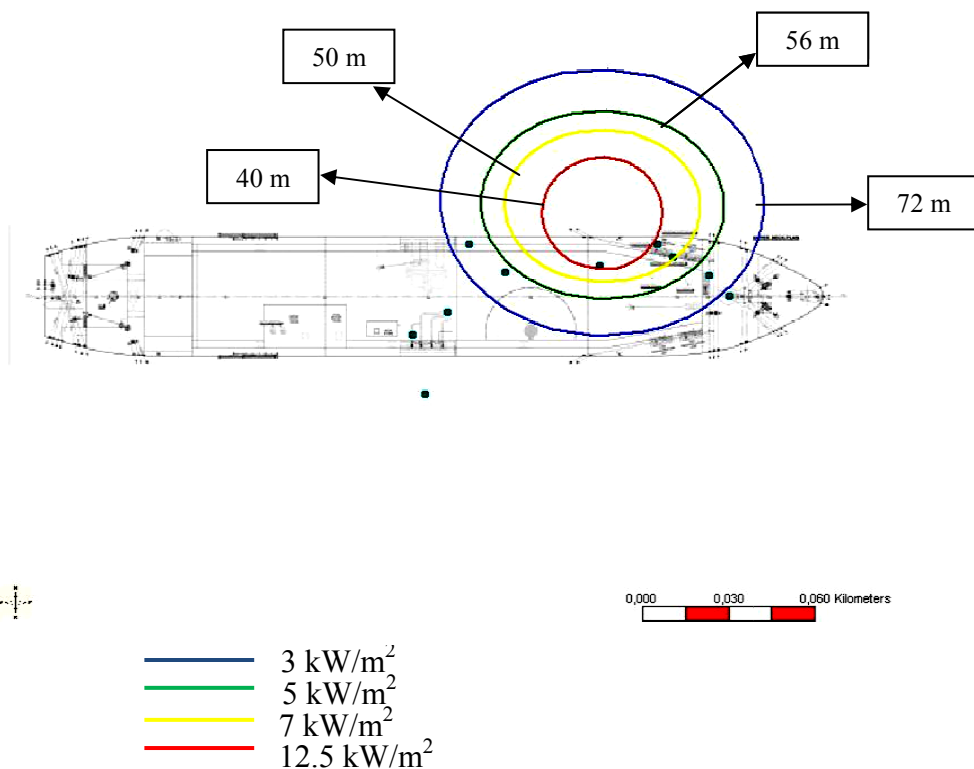
La possibile rottura della linea del compressore BOG e conseguenti *Jet fire* e *Flash fire* non provoca danni di ampia portata e la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

6) *EVENTO 6 – Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione*
 I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.29).

Tabella A4.29 – Dati in ingresso al modello per l'evento 6 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	1625 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	8.5 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	30 mm
Fase del rilascio	Vapore
Rugosità della tubazione	0.04mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m
Direzione del rilascio	45° rispetto l'orizzontale

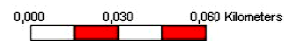
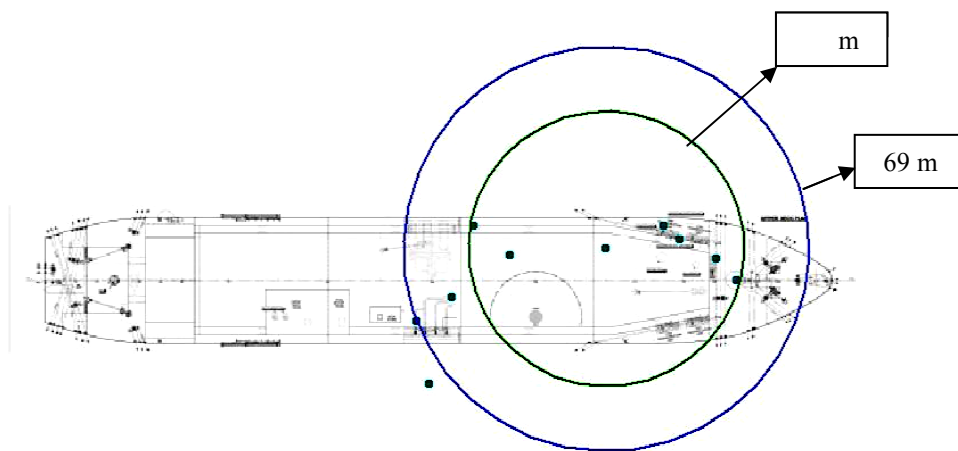
I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.48 – A4.49 – A4.50 – A4.51).



in miscela. I

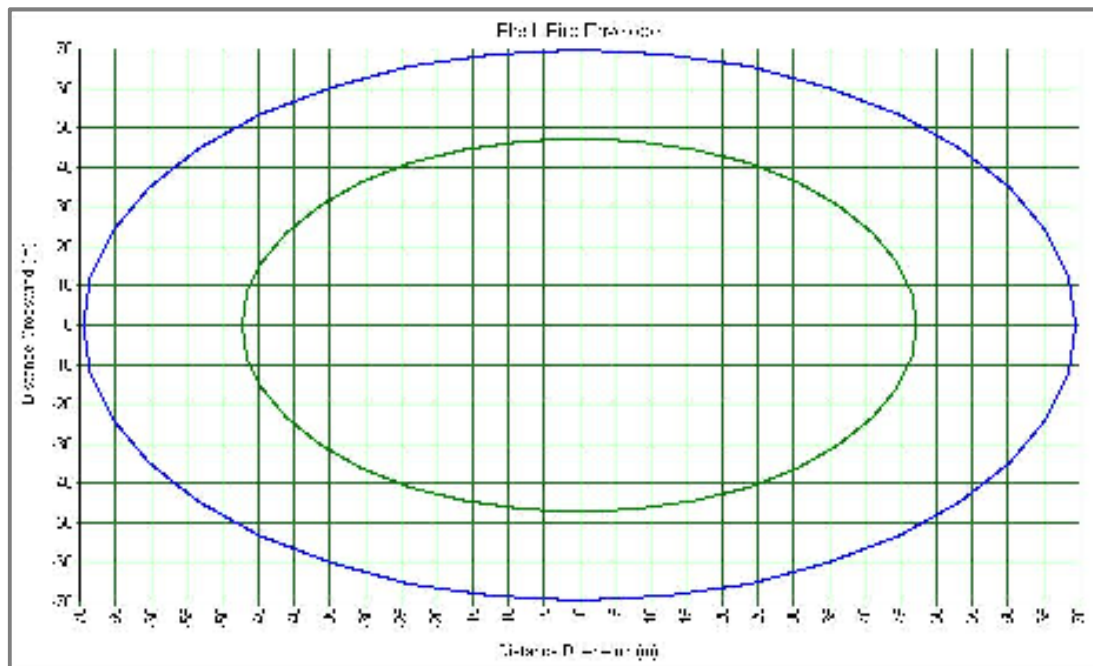


funzione della



FL
FL_{frac}

lammable
o (metano)



Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.51 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL)derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.30 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.30– Dati sulle conseguenze per l’Evento 6 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	11.80 Kg/s	
Temperatura finale	-161°C	
Durata del rilascio	138 secondi	
Massa infiammabile	34.70 Kg	
<i>Jet Fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del rilascio)	3 kW/m ²	72 m
	5 kW/m ²	56 m
	7 kW/m ²	50 m
	12.5 kW/m ²	40 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	47 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	69 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m· anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.52).

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]	
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili	0.07			<i>Jet Fire</i> 1.10 E-08	
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00	
	1.64 E-07		0.031		
			4.00 E-09		
		0.93		0.03	<i>Flash Fire</i> 1.41 E-10
		1.52 E-07			<i>Dispersione</i> 1.47 E-07
		0.969			

Figura A4.52– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi il rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.31 - A4.32).

Tabella A4.31 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 6, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	72	56	50	40

Tabella A4.32 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 6, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
30	1.64 E-07	Flash fire	1.41 E-10	47 m	69 m

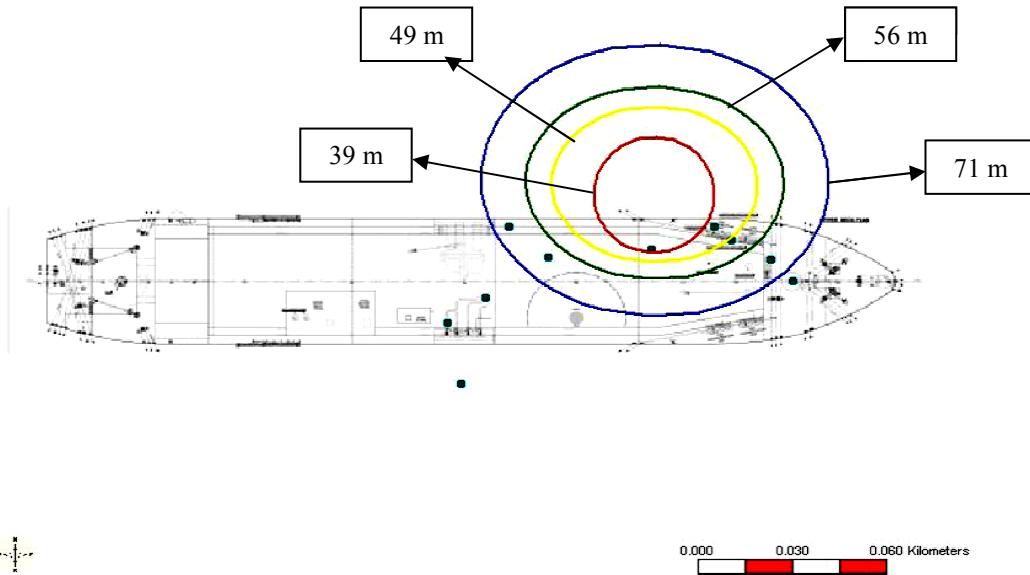
Sulla base della Tabella A4.31 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m^2) possono interessare un'area fino a 56 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Quasi il 50 % della lunghezza della nave viene colpito dall'irraggiamento termico derivante dal *Jet fire*.

Dalla Figura A4.49 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità del *Jet fire* raggiunge valori di 35 kW/m^2 .

La breve durata dello scenario (1 minuto) fa escludere la possibilità di effetti domino.

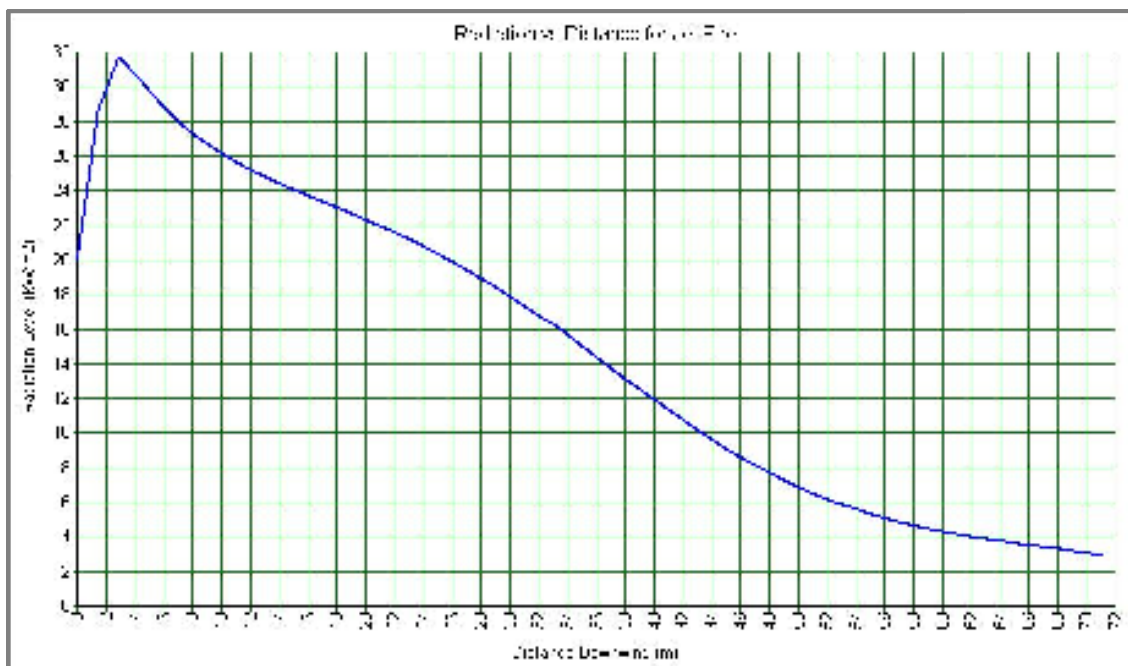
Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico e dai limiti di infiammabilità.

I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.33 – A4.34. Di seguito sono riportati anche i grafici relativi a tale evento (Figura A4.53 – A4.54 – A4.55 – A4.56).

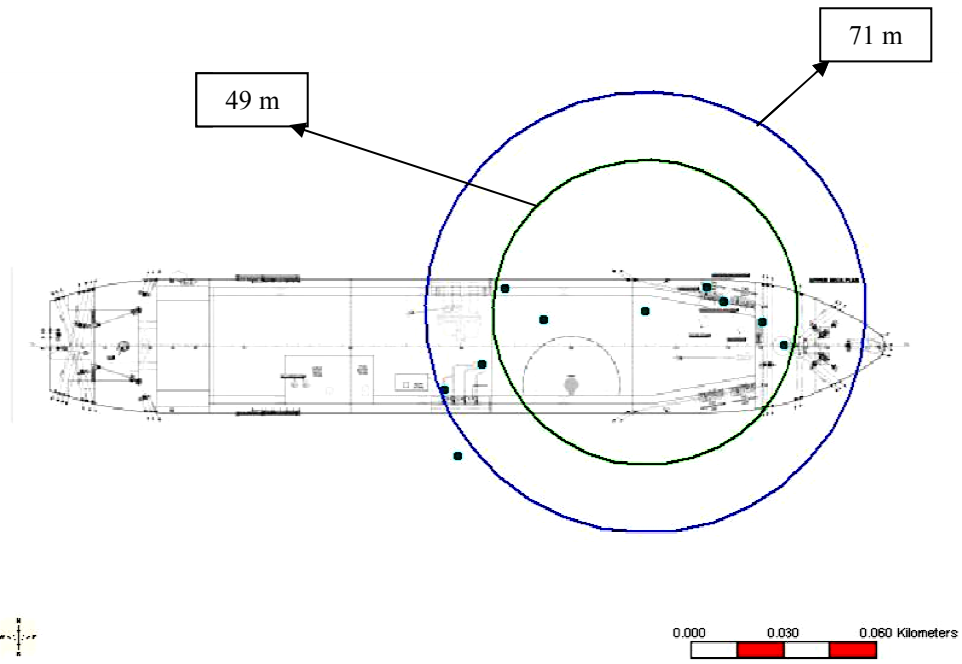


kW/m^2
 kW/m^2
 kW/m^2
 1.5 kW/m^2

i indicano le

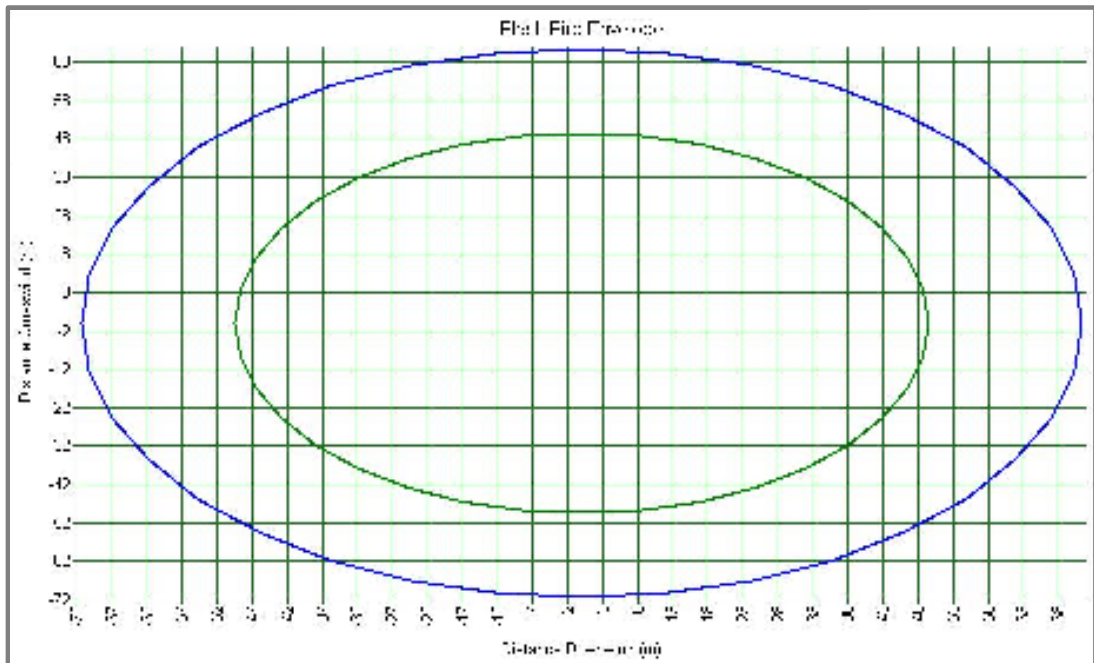


ie della distanza



LFL
LFL_{frac}

Lower Flammable Limit
(with fuel).



— LFL
— LFL_{frac}

Lower Flammable Limit
(with fuel).

Tabella A4.33 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 6, metano puro – Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	71	56	49	39

Tabella A4.34 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 6, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
40	1.31 E-07	Flash fire	1.21 E-11	49 m	71 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l’albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

Il possibile rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione provoca danni di media entità, ma la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

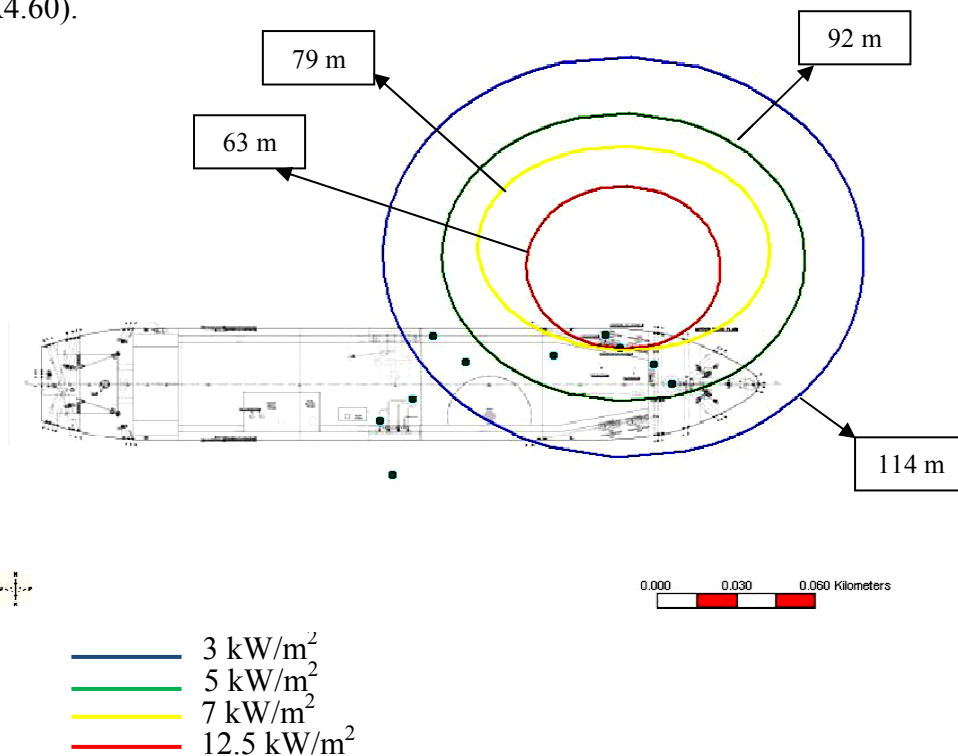
7) *EVENTO 7 – Rilascio di GNL dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori*

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.35).

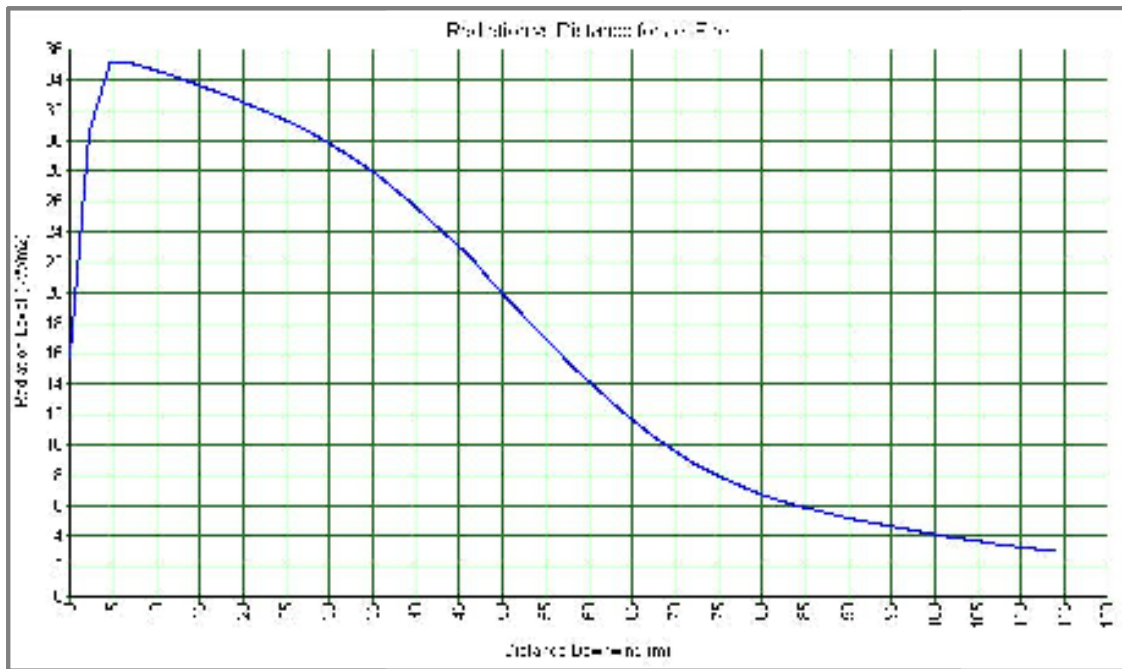
Tabella A4.35 – Dati in ingresso al modello per l'evento 7 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	1000 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-160°C
Pressione relativa	100 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	30 mm
Fase del rilascio	Vapore
Rugosità della tubazione	0.04mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m
Direzione del rilascio	45° rispetto l'orizzontale

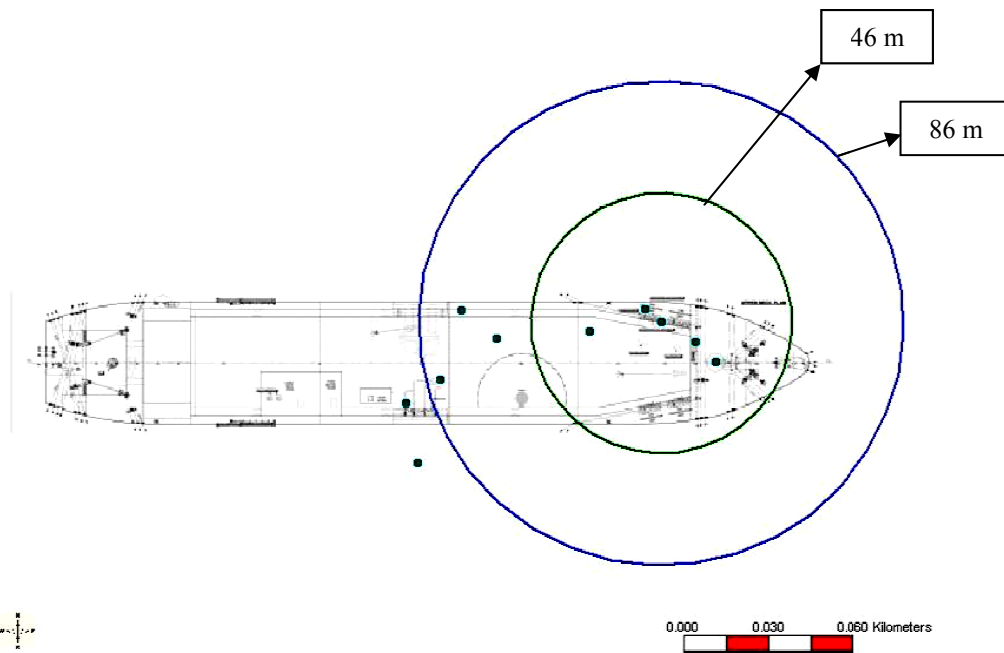
I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.57 – A4.58 – A4.59 – A4.60).



miscela. I cerchi

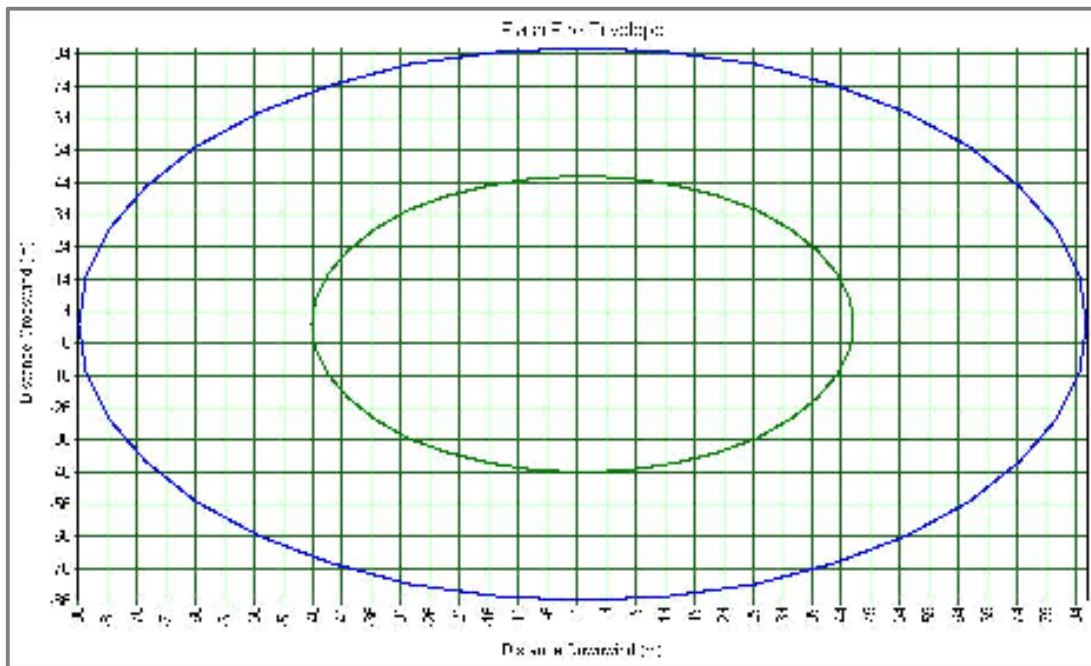


funzione della



-frac

variable Limit
n miscela).



Legenda: — LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.60 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL)derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.36 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.36– Dati sulle conseguenze per l’Evento 7 – Metano in miscela.

Dati del rilascio		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	40.49 Kg/s	
Temperatura finale	-162°C	
Durata del rilascio	25 secondi	
Massa infiammabile	47.32 Kg	
Jet Fire		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del rilascio)	3 kW/m ²	114 m
	5 kW/m ²	92 m
	7 kW/m ²	79 m
	12.5 kW/m ²	63 m
Flash Fire		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	46 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	86 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m· anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.61).

Frequenza dell'evento iniziatore	Accensione immediata	Accensione ritardata	Esplosione	Frequenza dello scenario [evento/(m·anno)]
Rilascio continuo di gas/vapori infiammabili 1.64 E-07	0.07			<i>Jet Fire</i> 1.10 E-08
			0.00	<i>Esplosione</i> 0.00 E+00
		0.13		<i>Flash Fire</i> 1.98 E-10
			0.01	<i>Flash Fire</i> 1.98 E-10
		0.93		<i>Dispersione</i> 1.32 E-07
		1.52 E-07	0.87	

Figura A4.61– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi il rilascio di gas dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.37 - A4.38).

Tabella A4.37 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 7, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	114	92	79	63

Tabella A4.38 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 7, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori, limiti di infiammabilità.

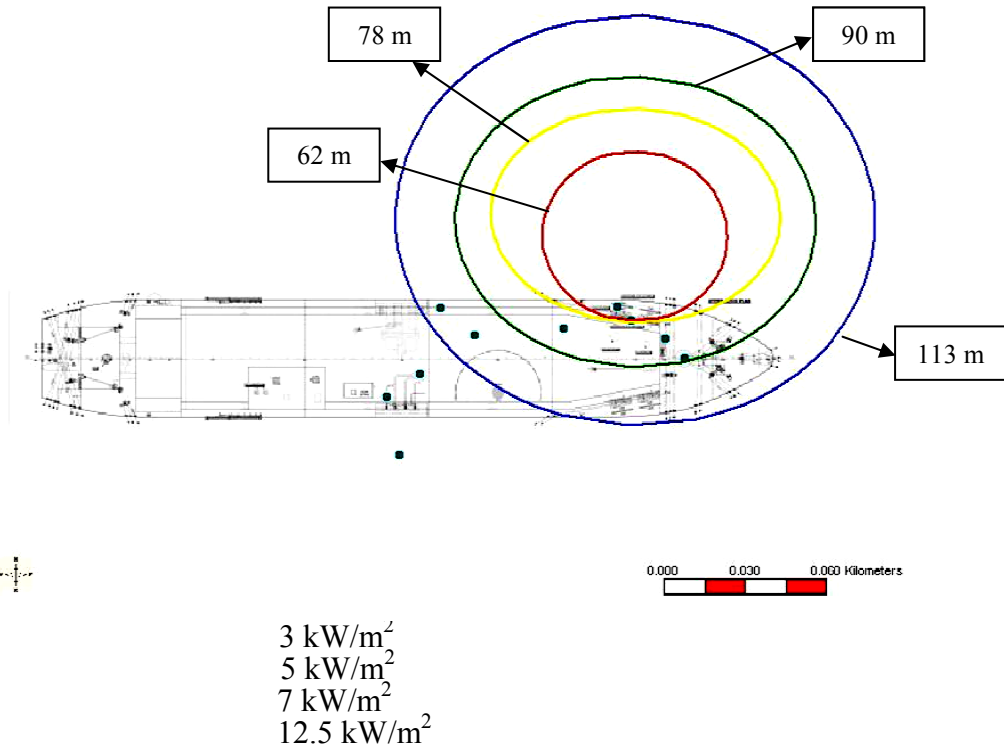
Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m:anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m:anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
30	1.64 E-07	Flash fire	1.98 E-10	46 m	86 m

Sulla base della Tabella A4.37 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all’aperto (5 kW/m^2) possono interessare un’area fino a 92 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Grazie alla direzione del vento e al punto di rilascio solamente il 50 % della lunghezza della nave viene coinvolto dall’irraggiamento termico derivante dal *Jet fire* e solo una piccola parte di Terminale viene raggiunto da un flusso termico maggiore di 5 kW/m^2 .

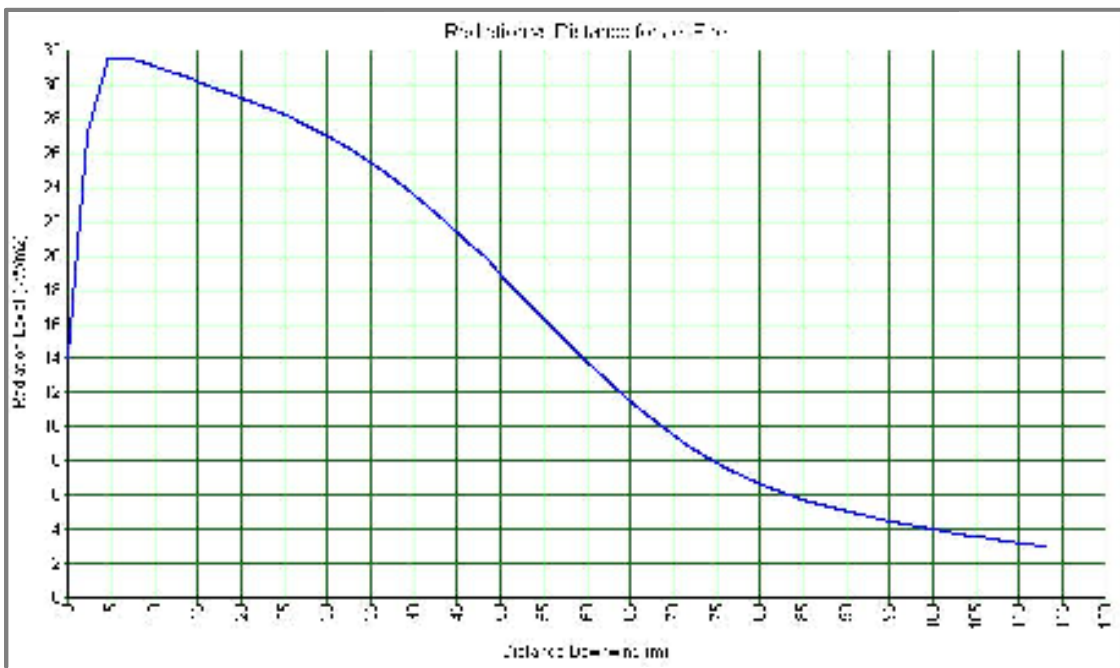
Dalla Figura A4.58 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità del *Jet fire* raggiunge valori di 35 kW/m^2 . Nonostante gli scenari che derivano dal rilascio non siano di lieve entità, la breve durata dello scenario (1 minuto) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall’irraggiamento termico e dai limiti di infiammabilità.

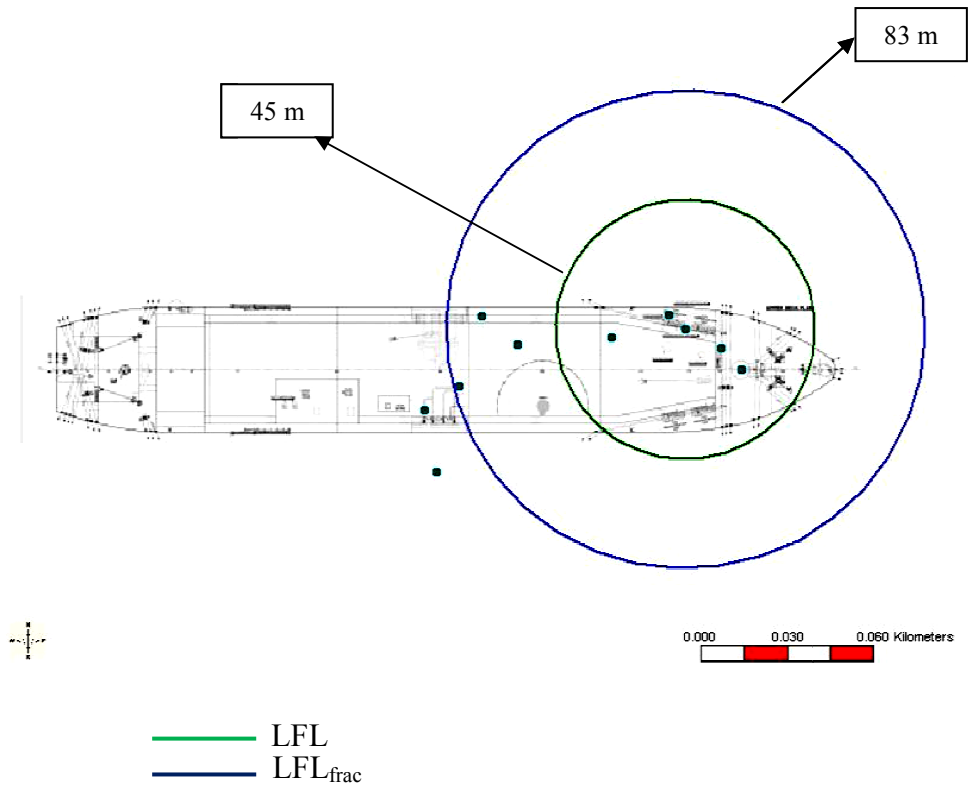
I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.39 – A4.40. Di seguito sono riportati anche i grafici relativi a tale evento (Figura A4.62 – A4.63 – A4.64 – A4.65).



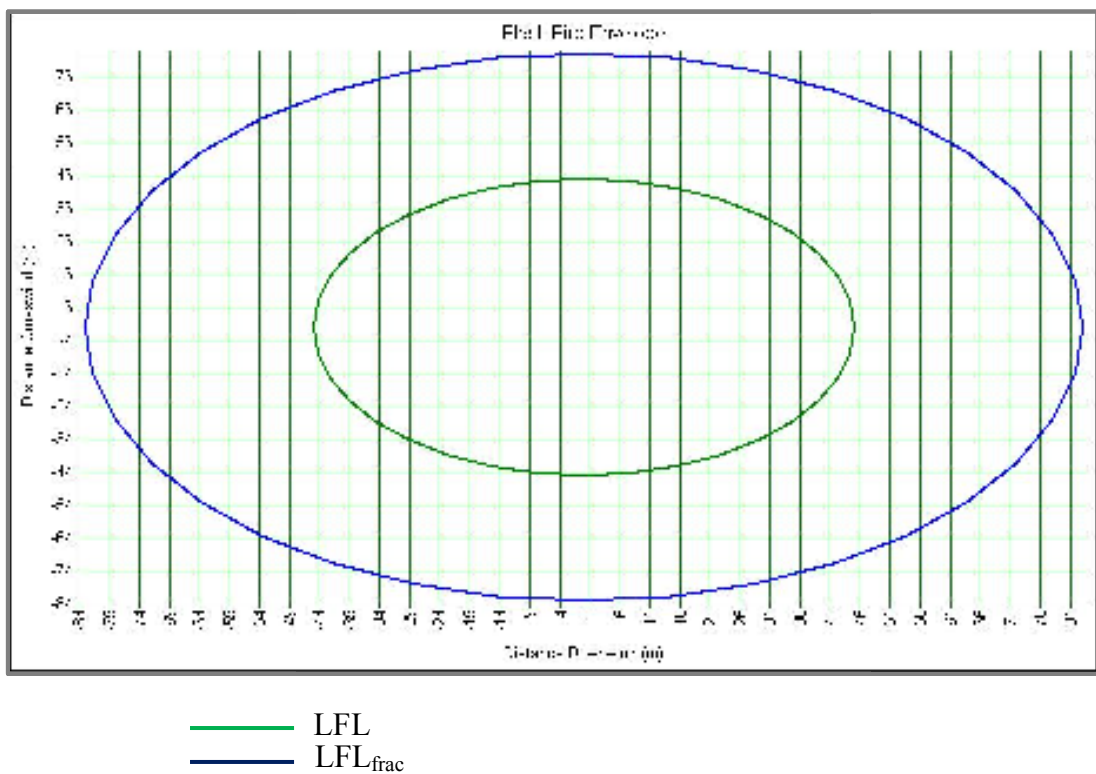
i indicano le



e della distanza



ver Flammable Limit
ano puro).



ver Flammable Limit
ano puro).

Tabella A4.39 - Dati riassuntivi relativi all'Evento 7, metano puro – Rilascio di gas dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	113	90	78	62

Tabella A4.40 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 7, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
40	1.31 E-07	Flash fire	1.21 E-11	45 m	83 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l'albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

Il possibile rilascio di gas dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori provoca danni di media entità, ma la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

8) *EVENTO 8 – Rottura di un tubo del fascio tubiero del vaporizzatore*

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.41).

Tabella A4.41 – Dati in ingresso al modello per l'Evento 8 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	800 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	-150°C
Pressione relativa	100 bar
Fase	Liquida
Tipologia di fluido	Liquido pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Rottura catastrofica
Diametro del foro di rottura	25 mm
Fase del rilascio	Vapore
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m

I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.66 – A4.67 – A4.68 – A4.69).

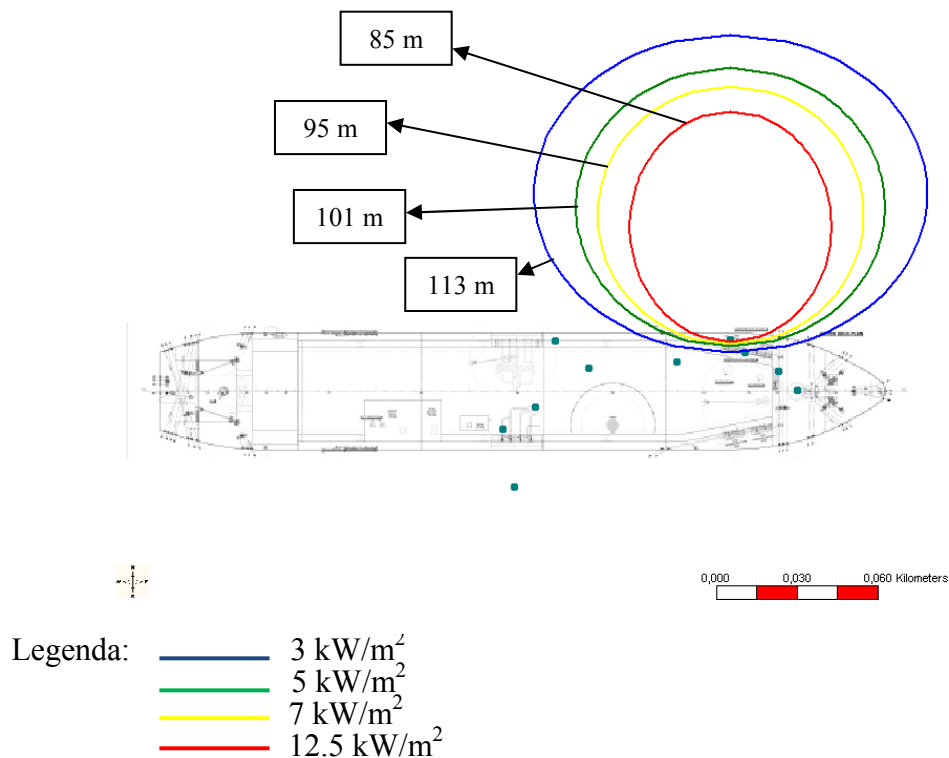


Figura A4.66 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano in miscela. I cerchi indicano le distanze di danno in metri dal centro del Jet fire.

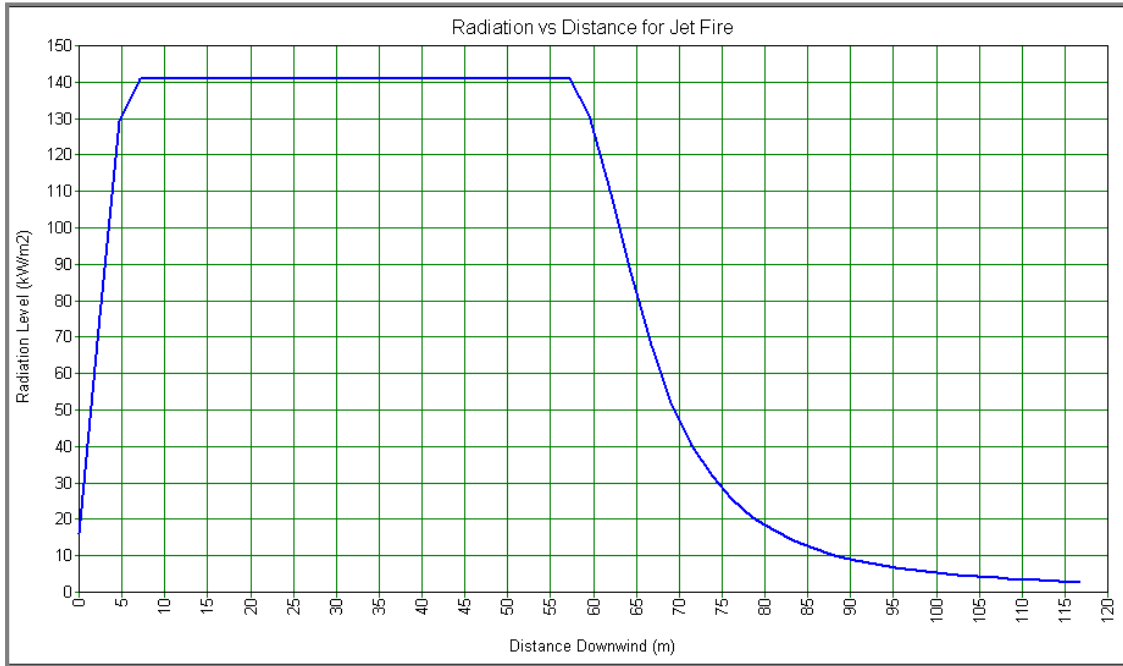


Figura A4.67 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano in miscela in funzione della distanza in metri dal centro del Jet fire.

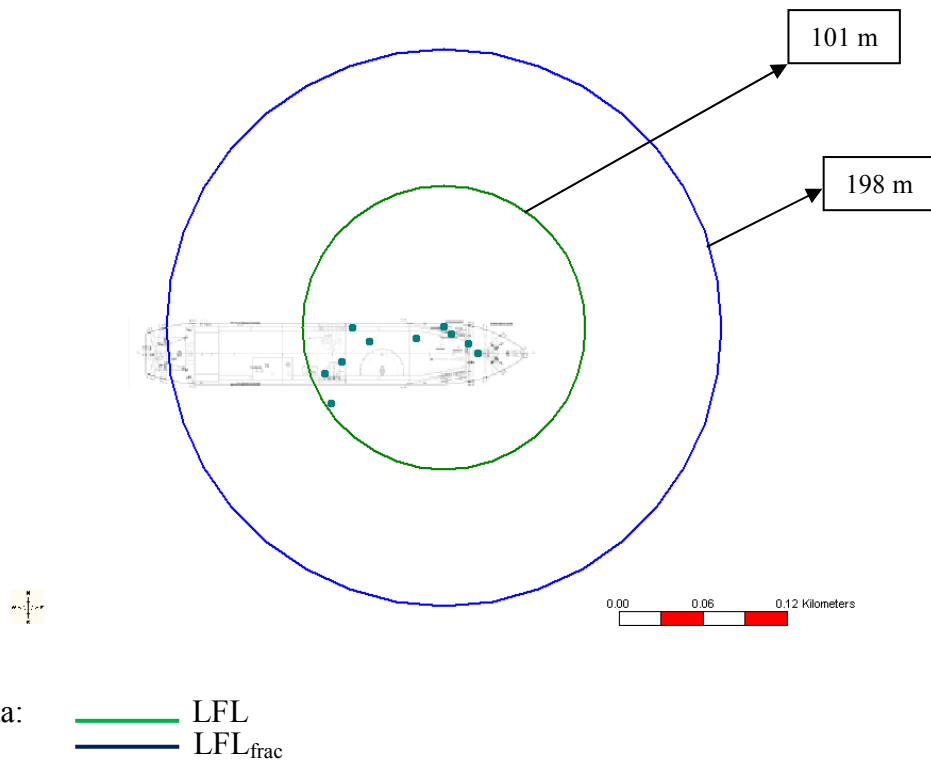
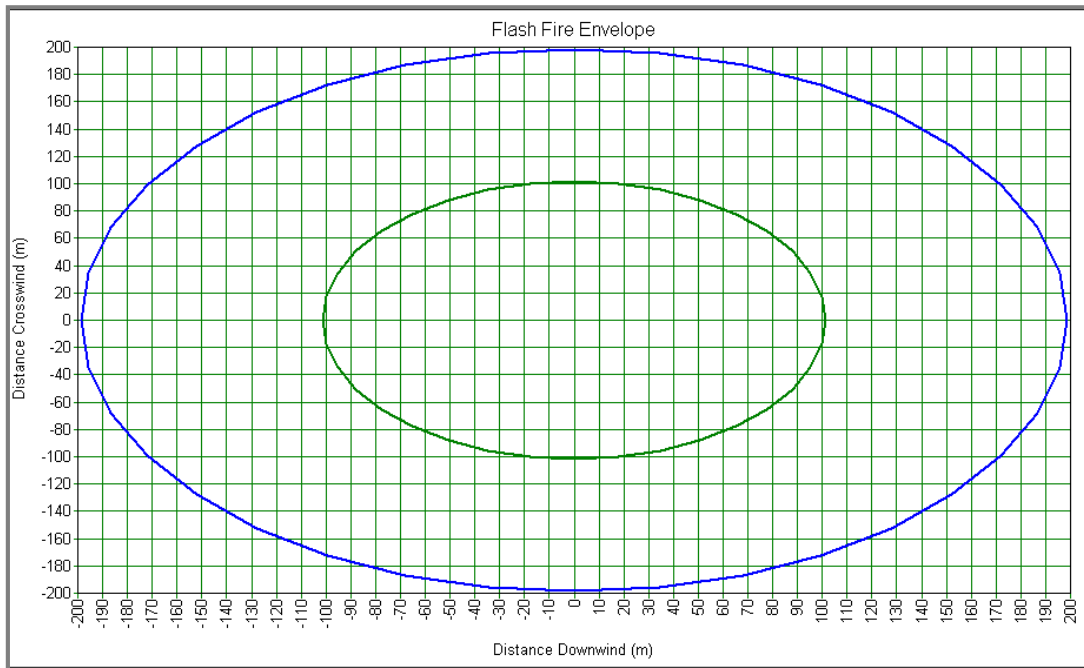


Figura A4.68 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).



Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.69 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.42 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.42– Dati sulle conseguenze per l’Evento 8 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	1.00 (-)	
Portata di rilascio	28 Kg/s	
Temperatura finale	-161°C	
Massa infiammabile	81 Kg	
<i>Jet fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del rilascio)	3 kW/m ²	113 m
	5 kW/m ²	101 m
	7 kW/m ²	95 m
	12.5 kW/m ²	85 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	101 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	198 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m· anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.70).

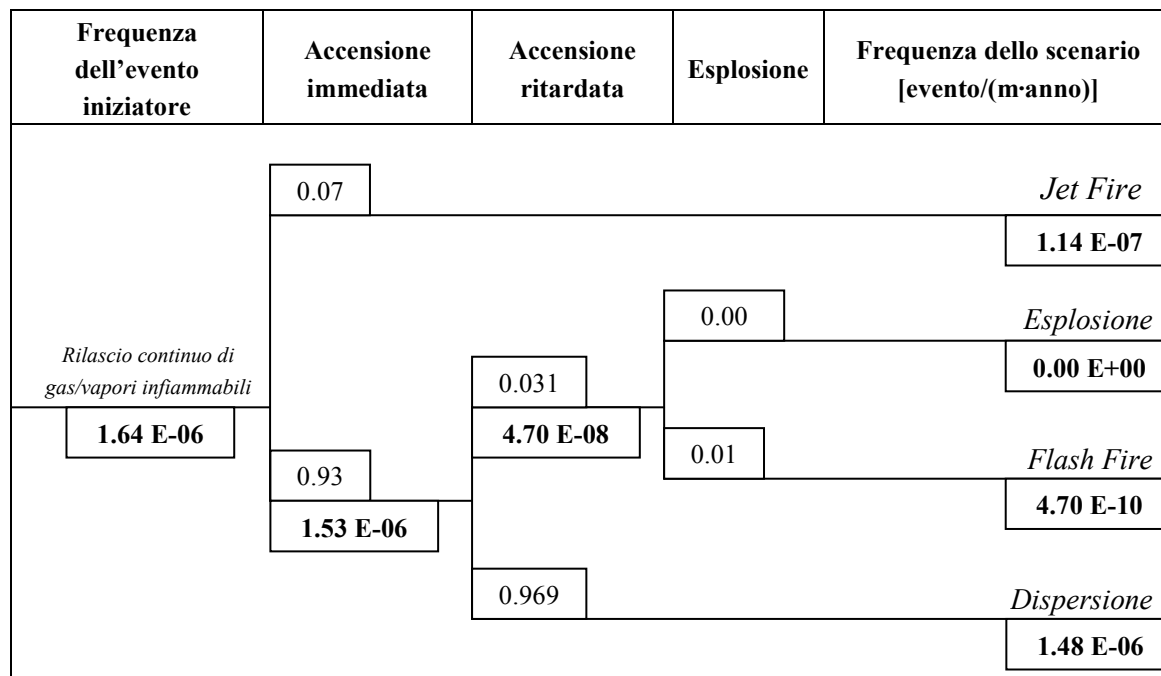


Figura A4.70– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi il rilascio di gas per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.43 - A4.44).

Tabella A4.43 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 8, metano in miscela – Rilascio di gas per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
25	1.64 E-06	Jet fire	1.14 E-07	113	101	95	85

Tabella A4.44 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 8, metano in miscela – Rilascio di gas per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori, limiti di infiammabilità.

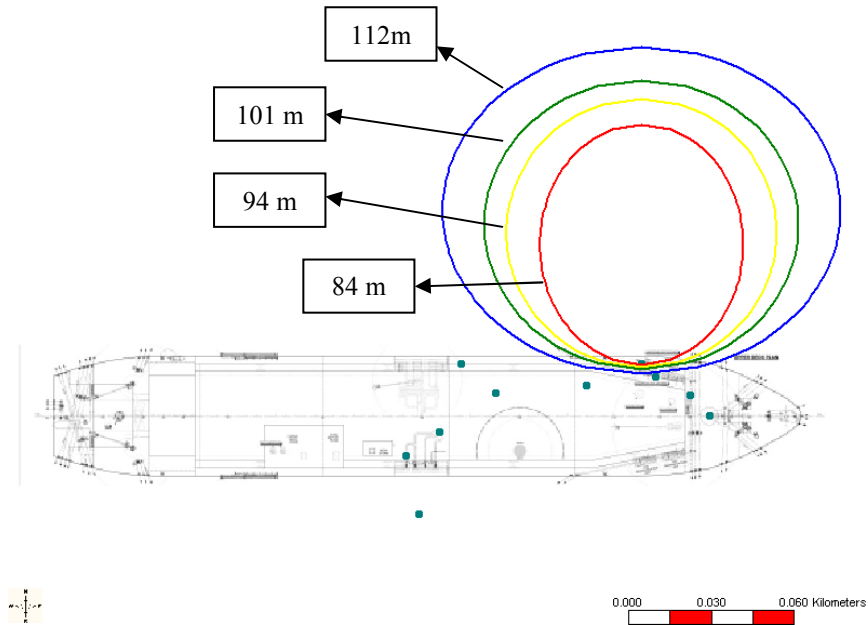
Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
25	1.64 E-06	Flash fire	4.70 E-10	101 m	198 m

Sulla base della Tabella A4.43 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m^2) possono interessare un'area fino a 79 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Grazie alla direzione del vento e al punto di rilascio solamente una piccola porzione di Terminale viene colpita da irraggiamento termico.

Dalla Figura A4.67 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che fino a 60 metri dal punto di rilascio raggiunge valori di 140 kW/m^2 . Nonostante tali valori siano molto elevati, la breve durata dello scenario (1 minuto) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico e dai limiti di infiammabilità

I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.45 – A4.46 – A4.47. Di seguito sono riportati anche i grafici relativi a tale evento (Figura A4.71 – A4.72 – A4.73 – A4.74).



Legenda:

- 3 kW/m²
- 5 kW/m²
- 7 kW/m²
- 12.5 kW/m²

Figura A4.71 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano puro. I cerchi indicano le distanze di danno in metri dal centro del Jet fire

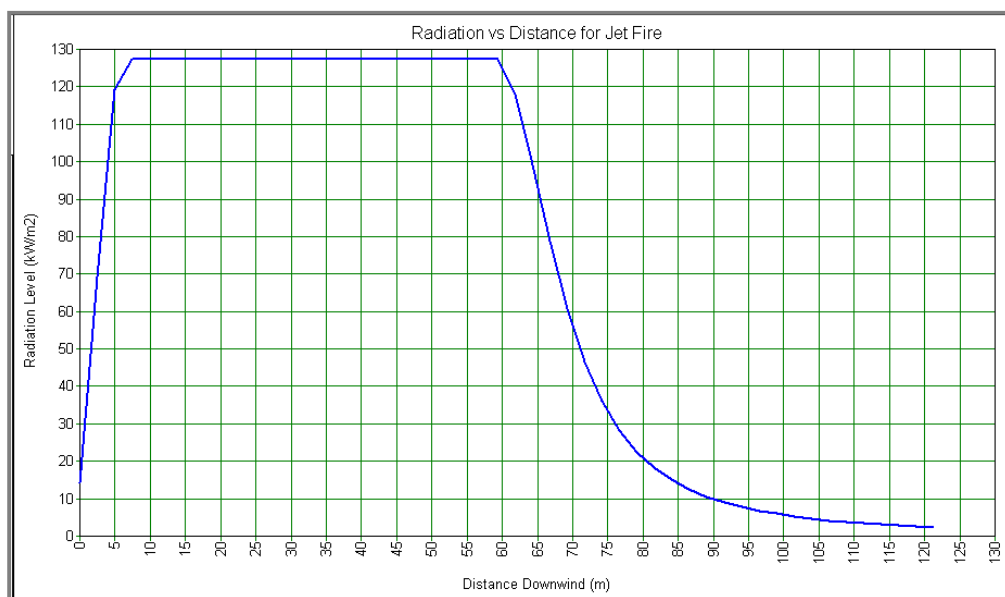
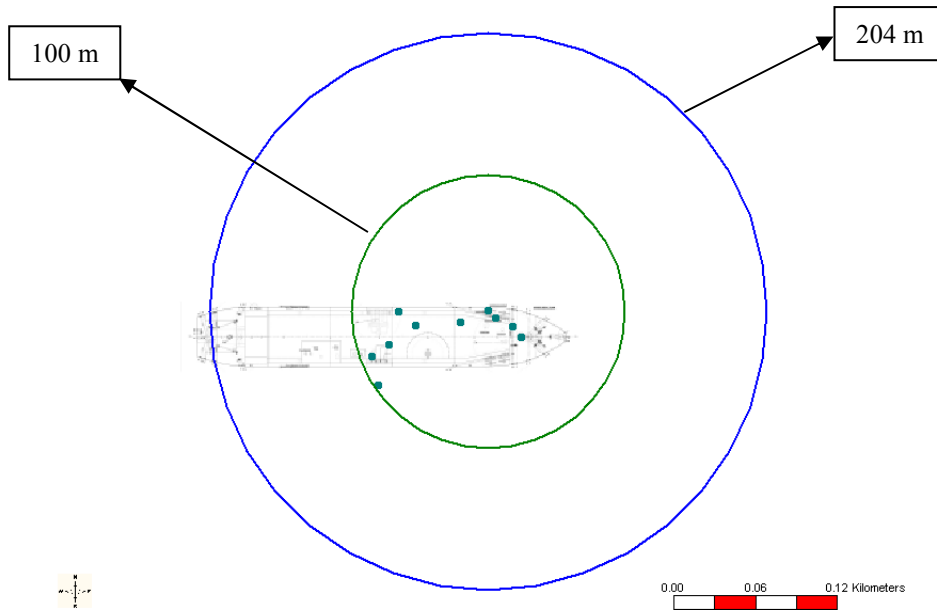
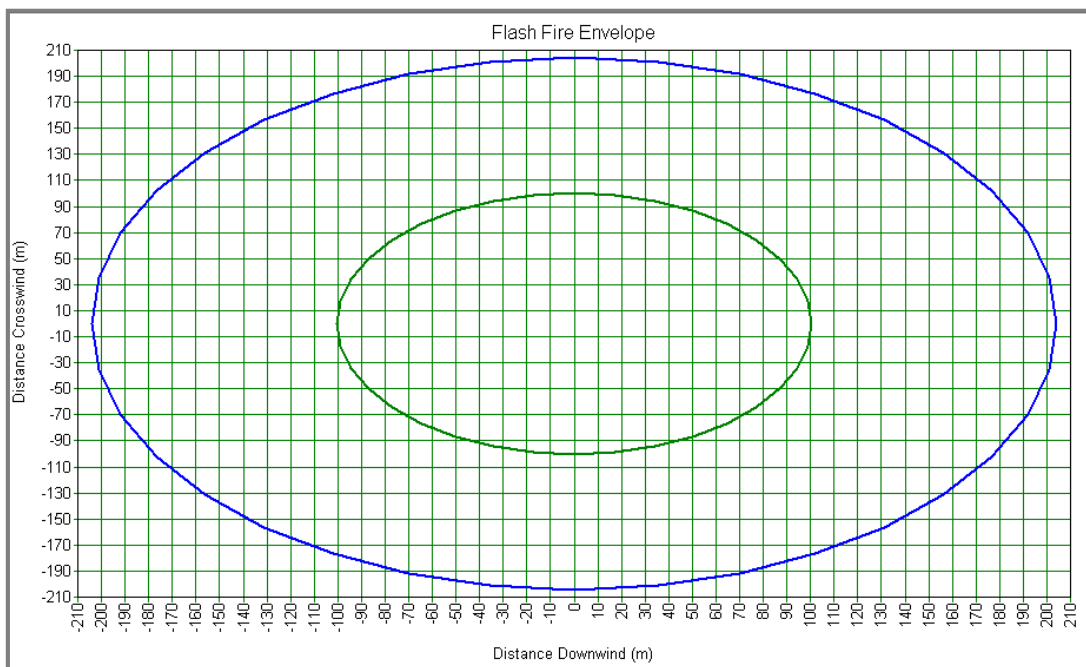


Figura A4.72 – Irraggiamento termico derivante dal Jet fire del metano puro in funzione della distanza in metri dal centro del Jet fire.



Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.73 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano puro).



Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.74– Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano puro).

Tabella A4.45 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 8, metano puro – Rilascio di gas per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
25	1.64 E-06	Jet fire	1.14 E-07	112	101	94	84

Tabella A4.46 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 8, metano puro – Rilascio di gas per rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori. limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
25	1.64 E-06	Flash fire	4.70 E-10	100 m	204 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l’albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi.

Il possibile rilascio di gas per la rottura di una tubazione dei vaporizzatori provoca danni di grande entità per quanto riguarda l’esplosione, ma la frequenza con la quale tale fenomeno si verifica è molto bassa.

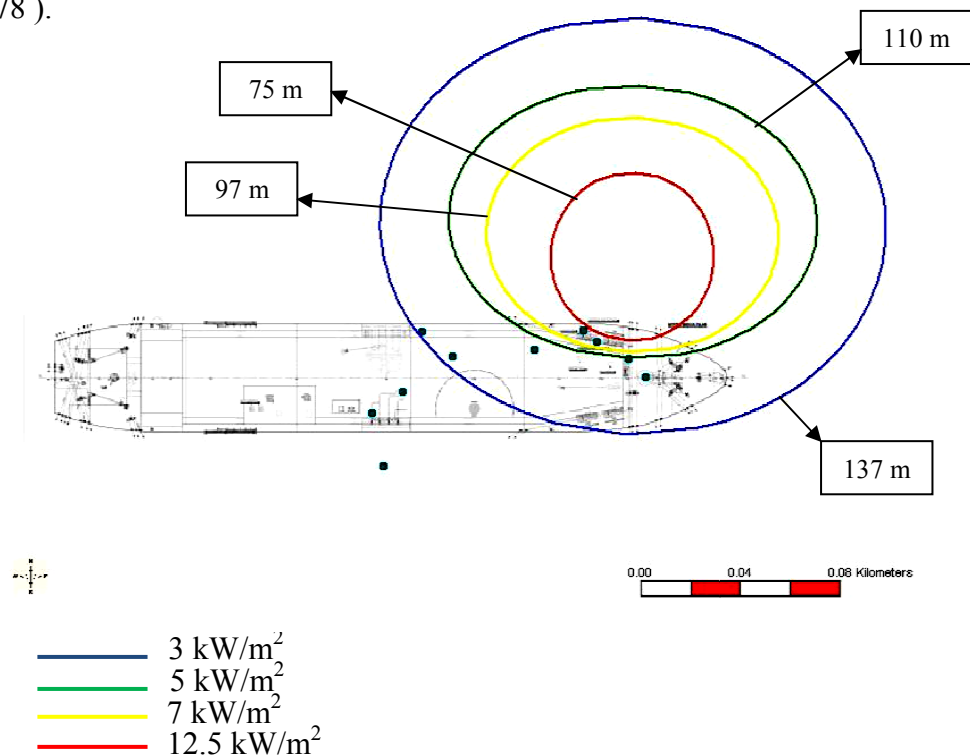
9) Rilascio di GNL dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.47).

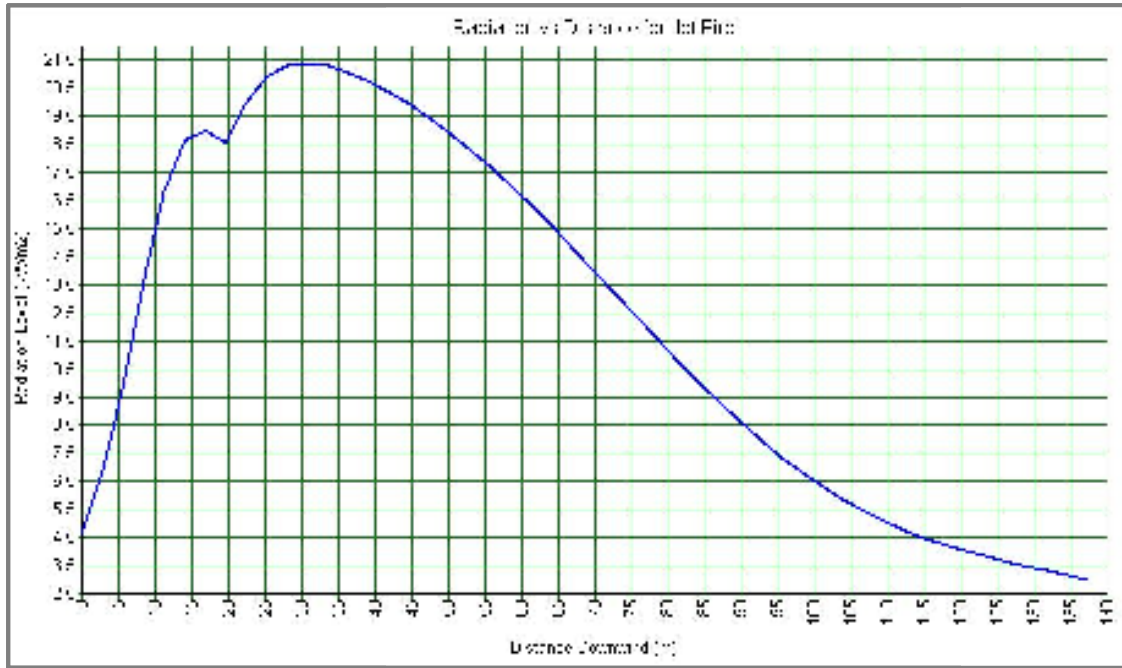
Tabella A4.47 – Dati in ingresso al modello per l'evento 9 – Metano in miscela.

<i>Materiale rilasciato</i>	
Sostanza	Miscela
Massa	750 Kg
<i>Condizioni di processo</i>	
Temperatura	2°C
Pressione relativa	100 bar
Fase	Gas
Tipologia di fluido	Gas pressurizzato
<i>Scenario</i>	
Tipologia scenario	Perdita
Diametro del foro di rottura	70 mm
Fase del rilascio	Vapore
Rugosità della tubazione	0.04 mm
<i>Posizione</i>	
Altezza rilascio	1 m
Direzione del rilascio	45° rispetto l'orizzontale

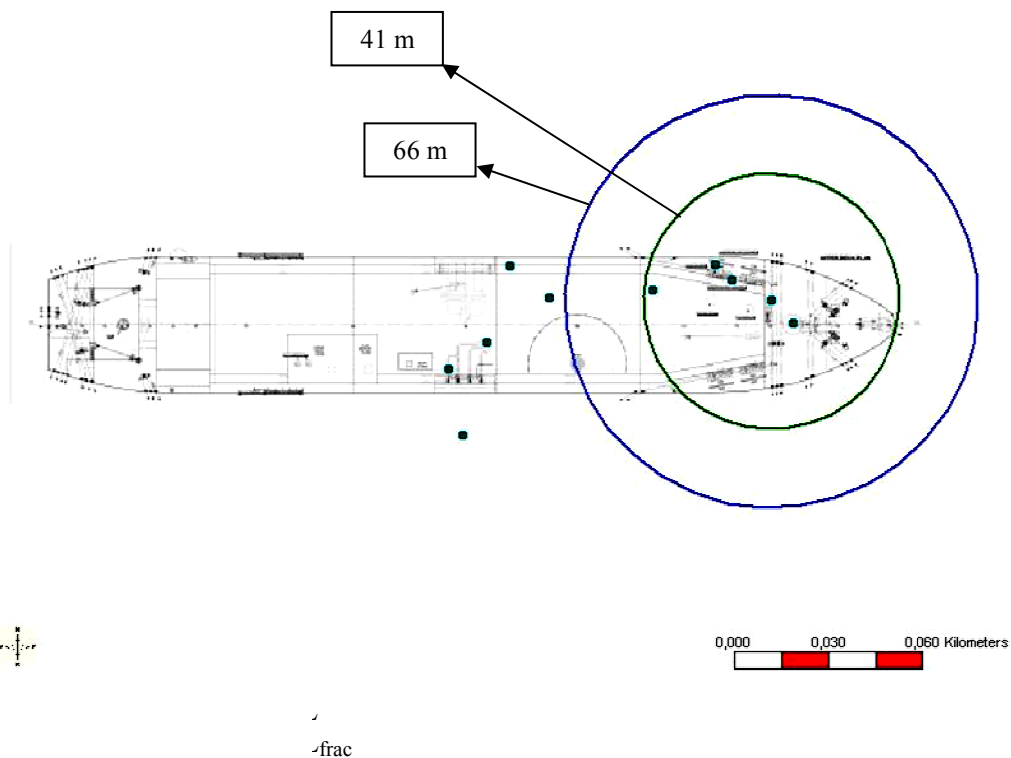
I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.75 – A4.76 – A4.77 – A4.78).



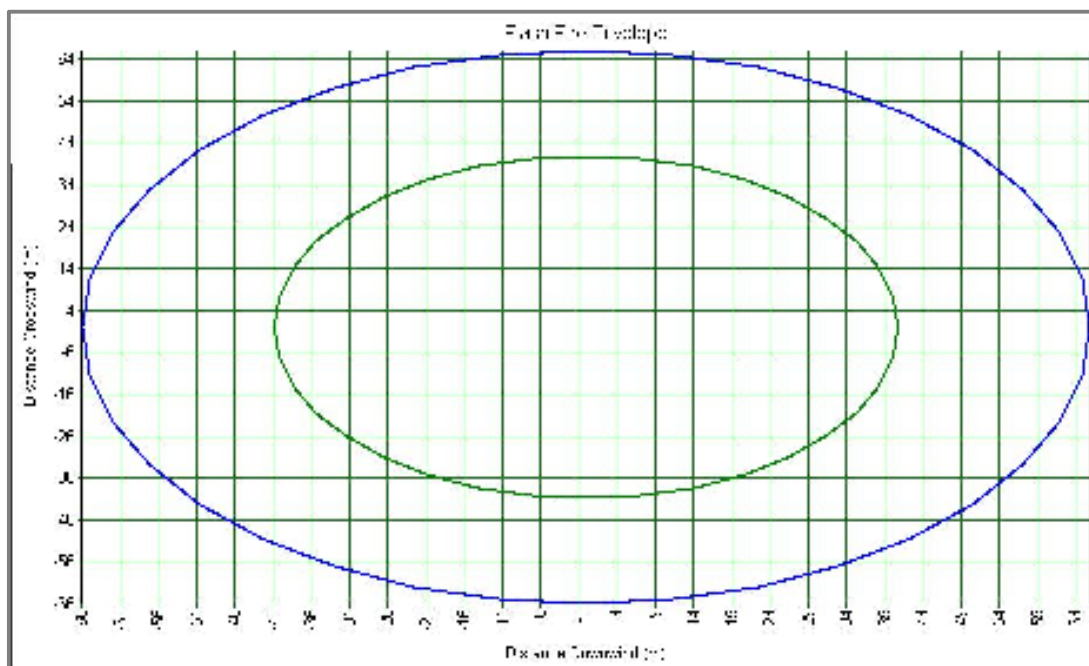
miscela. I cerchi



funzione della



variable Limit
in miscela).



Legenda: — LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.78 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).

In Tabella A4.48 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.48– Dati sulle conseguenze per l’Evento 9 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	78.80 Kg/s	
Temperatura finale	-138°C	
Massa infiammabile	46 Kg	
Durata del rilascio	10 secondi	
<i>Jet fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del rilascio)	3 kW/m ²	137 m
	5 kW/m ²	110 m
	7 kW/m ²	97 m
	12.5 kW/m ²	75 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	41 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	66 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m· anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.79).

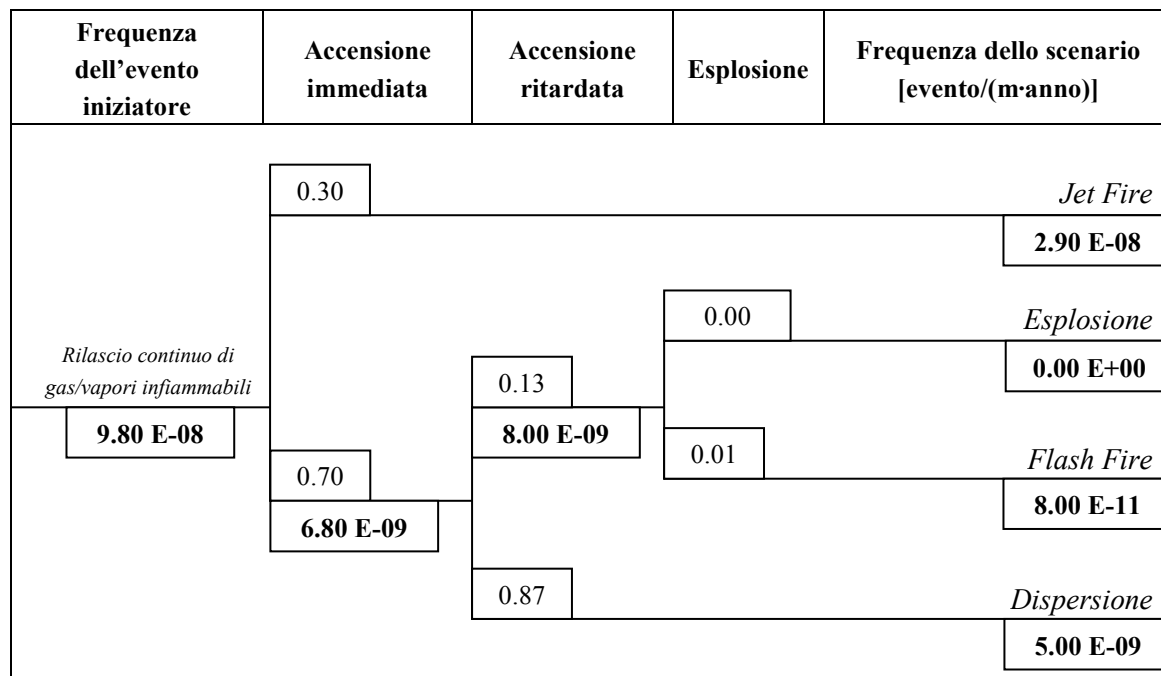


Figura A4.79– Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto per rottura della linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi il rilascio di gas dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.49 - A4.50).

Tabella A4.49 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 9, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico			
				Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
70	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	137	110	97	75

Tabella A4.50 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 9, metano in miscela – Rilascio di gas dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
70	9.80 E-08	Flash fire	8.00 E-11	41 m	66 m

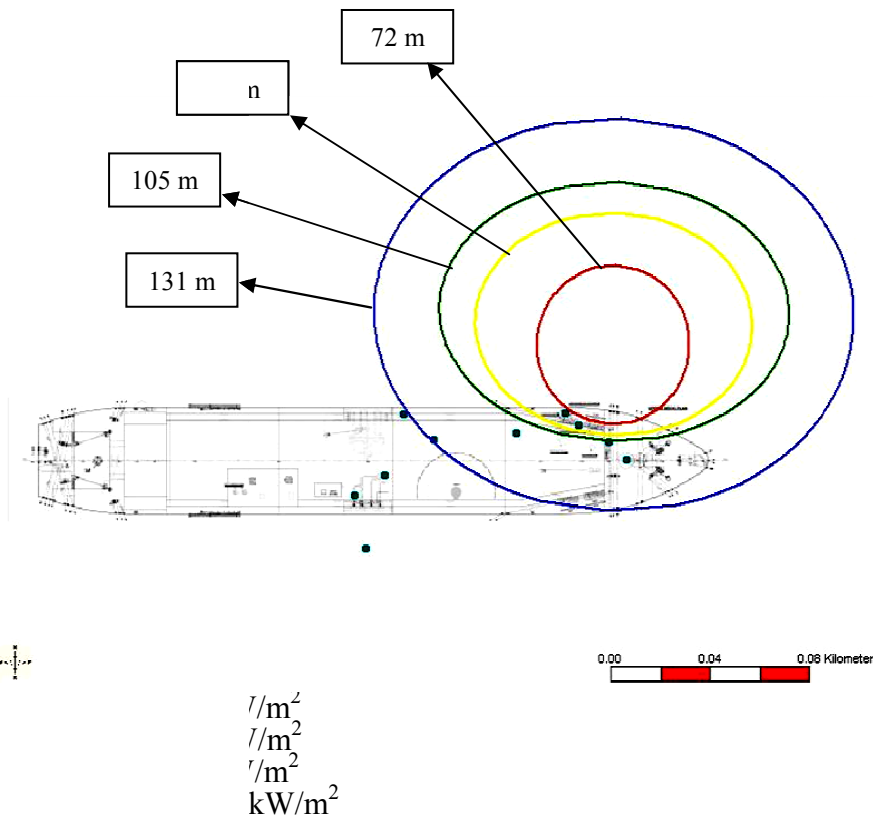
Sulla base della Tabella A4.49 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all'aperto (5 kW/m^2) possono interessare un'area fino a 110 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. Anche in questo caso grazie alla direzione del vento e del punto di rilascio solo una piccola porzione del Terminale viene colpito da irraggiamento termico superiore a 5 kW/m^2 .

Dalla Figura A4.76 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità del getto raggiunge valori di 21 kW/m^2 . Tale valore viene raggiunto a 40 metri dal punto di rilascio.

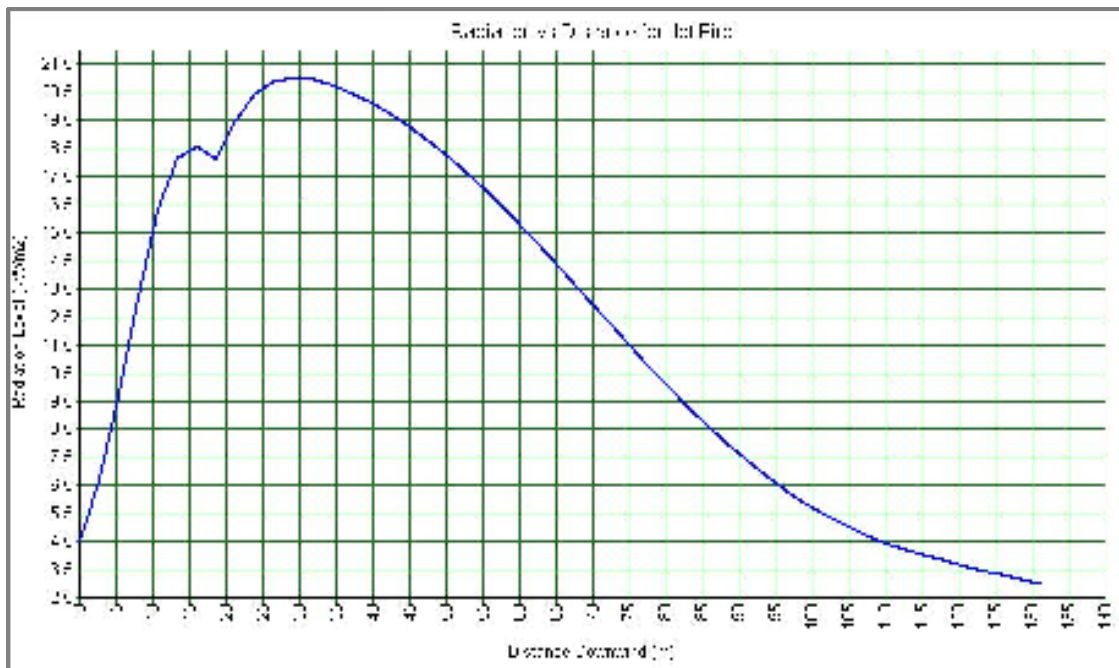
Nonostante l'irraggiamento termico raggiunga distanze elevate, la breve durata dello scenario (1 minuto) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro si osserva una lieve variazione per quanto riguarda le distanze raggiunte dall'irraggiamento termico e dai limiti di infiammabilità.

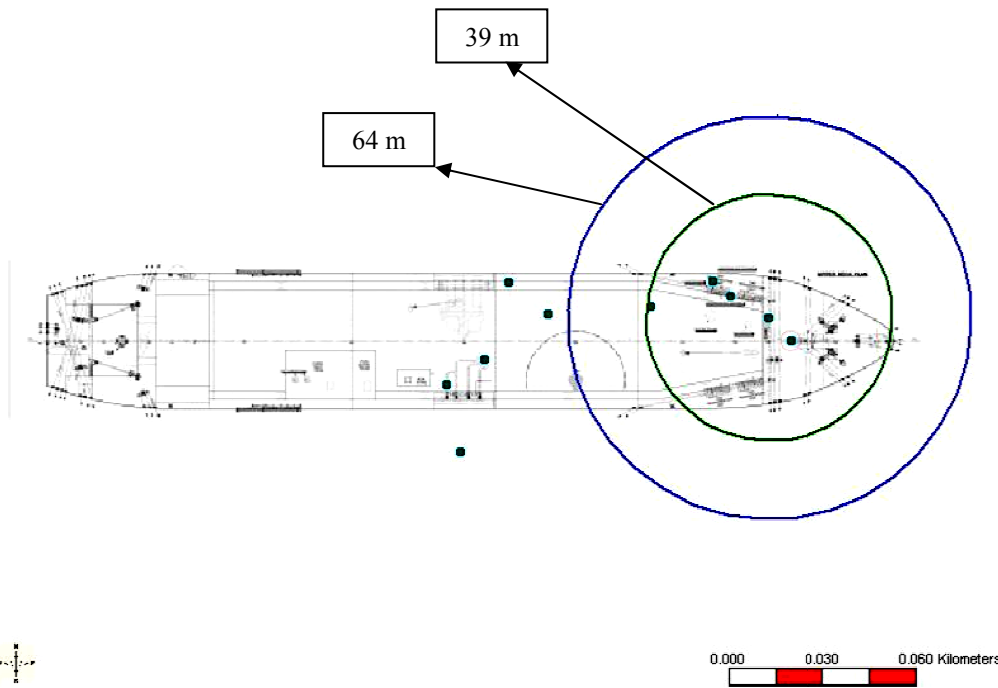
I valori ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tabella A4.51 – A4.52. Di seguito sono riportati anche i grafici relativi a tale evento (Figura A4.80 – A4.81 – A4.82 – A4.83).



chi indicano

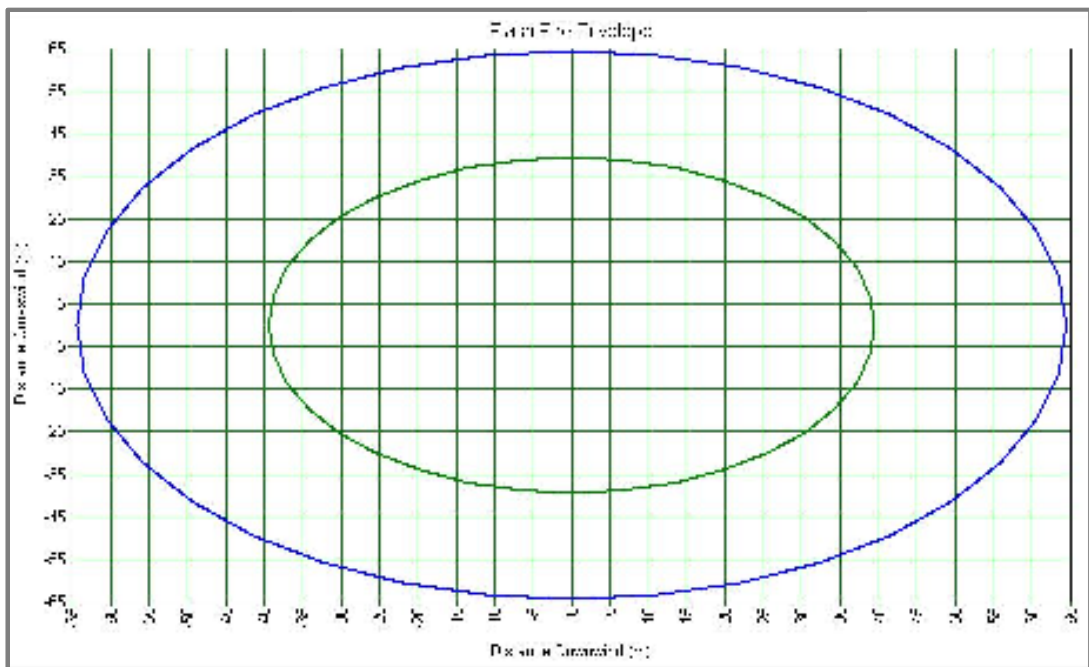


è della distanza



LFL
LFL_{frac}

ver Flammable Limit
ano puro).



— LFL
— LFL_{frac}

ver Flammable Limit
ano puro).

Tabella A4.51 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 9, metano puro – Rilascio di gas per rottura della linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
25	9.80 E-08	Pool fire	2.90 E-08	131	105	93	72

Tabella A4.52 – Dati riassuntivi relativi all'Evento 9, metano puro – Rilascio di gas per rottura della linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
70	9.80 E-08	Flash fire	8.00 E-11	39 m	64 m

Tra i due casi le frequenze di accadimento rimangono invariate in quanto l'albero degli eventi è il medesimo per entrambi i casi. Il possibile rilascio di gas per la rottura della linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori provoca danni di entità media, ma la frequenza con la quale tali fenomeni si verificano è molto bassa.

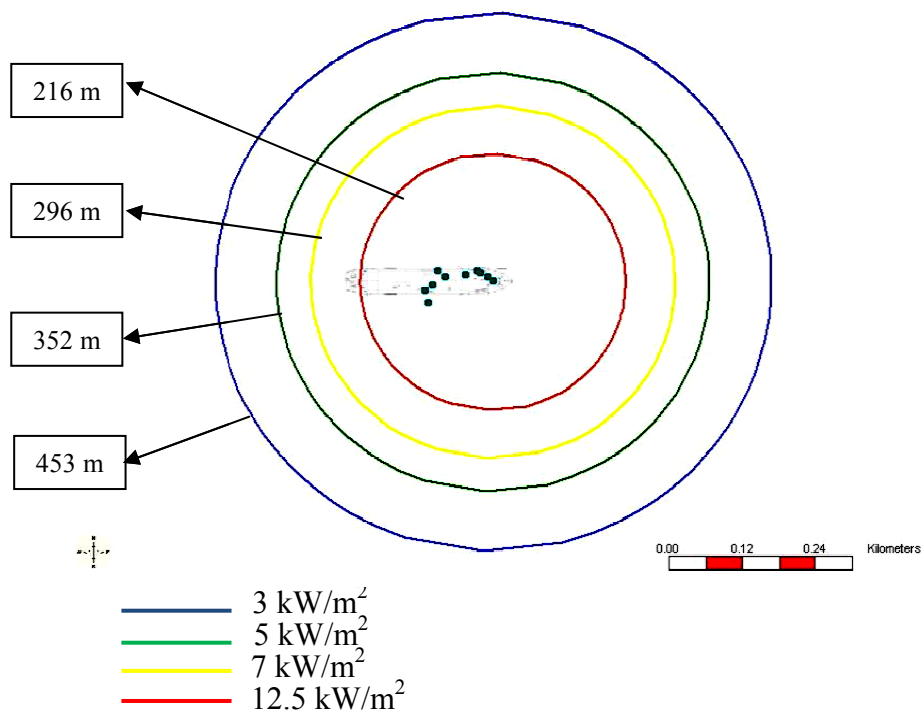
10) Rilascio di GNL dalla sezione dei risers nella torretta

I dati in ingresso del modello vengono riassunti nella Tabella seguente (Tabella A4.53).

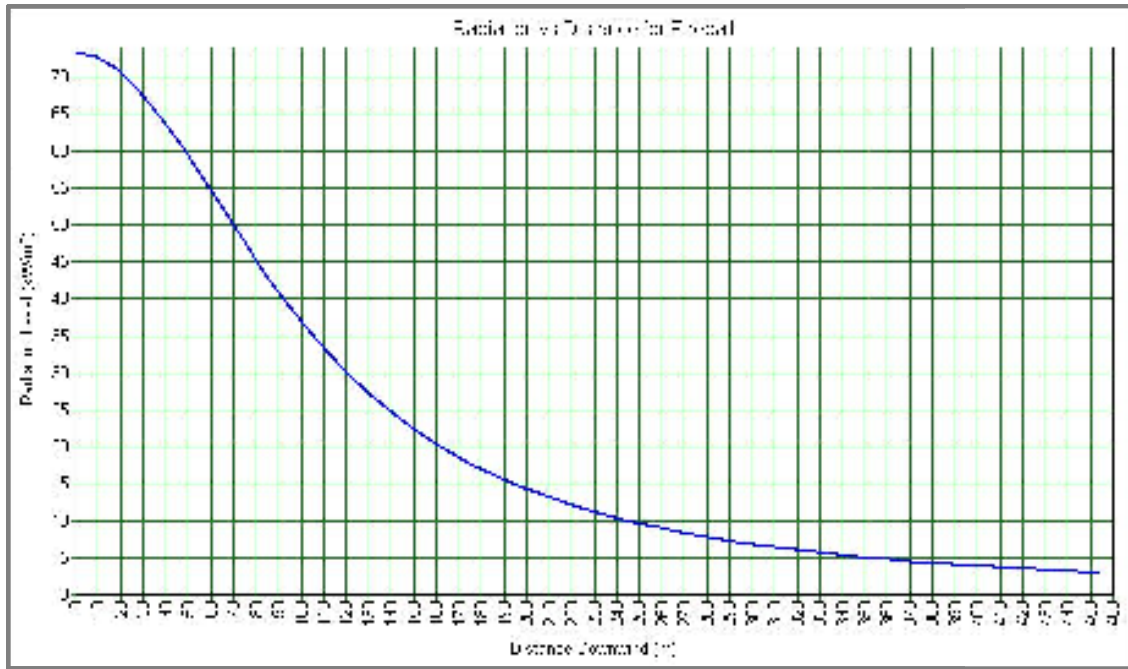
Tabella A4.53 – Dati in ingresso al modello per l'evento 10 – Metano in miscela.

Materiale rilasciato	
Sostanza	Miscela
Massa	5500Kg
Condizioni di processo	
Temperatura	2°C
Pressione relativa	100 bar
Fase	Vapore
Tipo di fluido	Gas pressurizzato
Scenario	
Tipologia scenario	Rottura catastrofica
Fase del rilascio	Vapore
Posizione	
Altezza rilascio	1 m

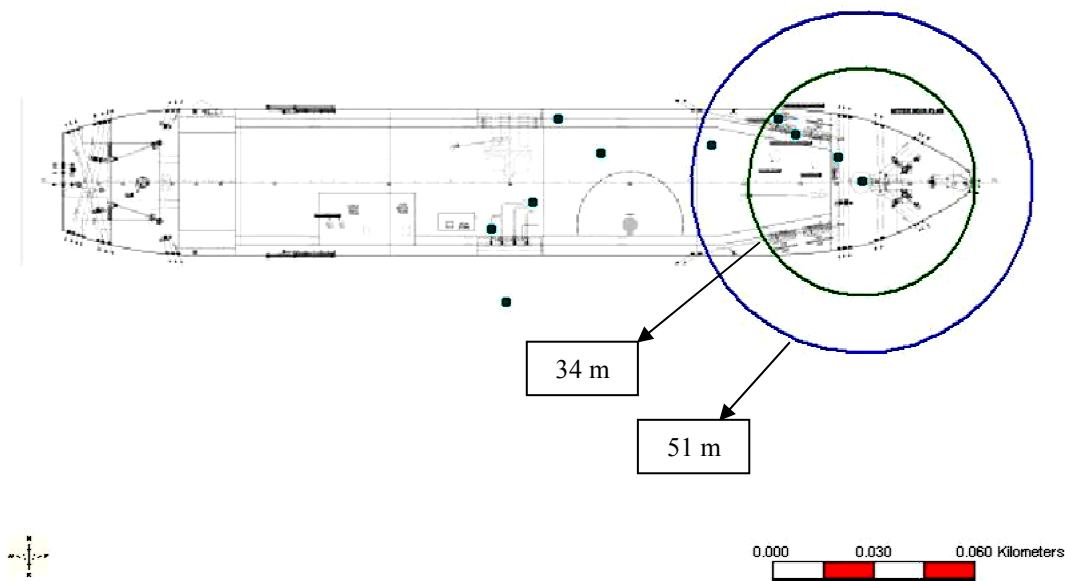
I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati di seguito (Figura A4.84 – A4.85 – A4.86 – A4.87– A4.88– A4.89).



miscela. I cerchi

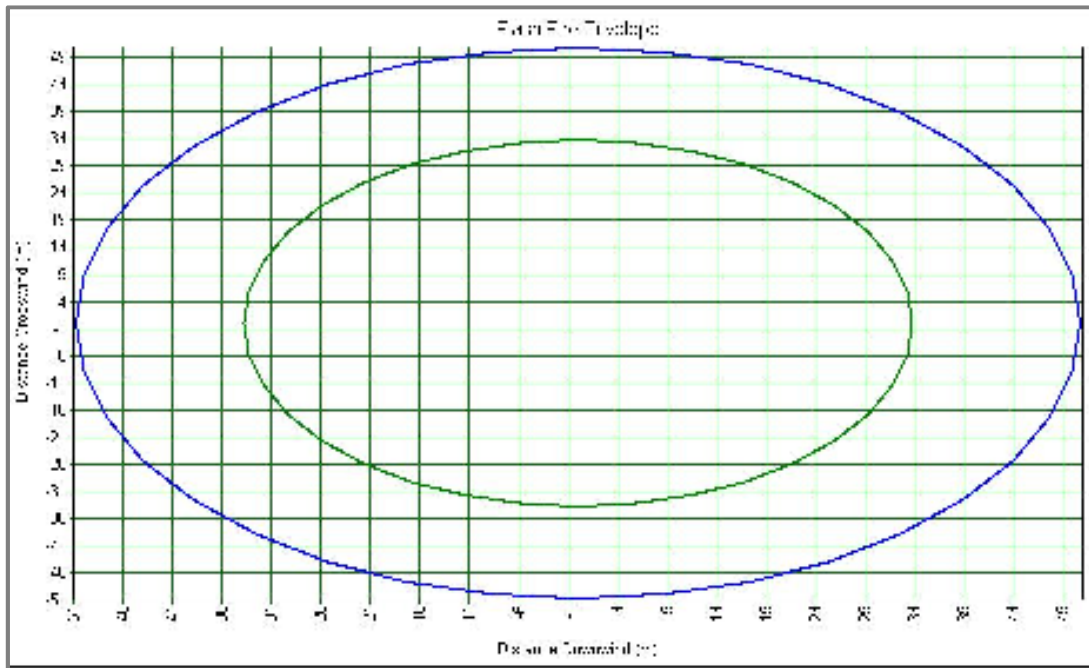


funzione della



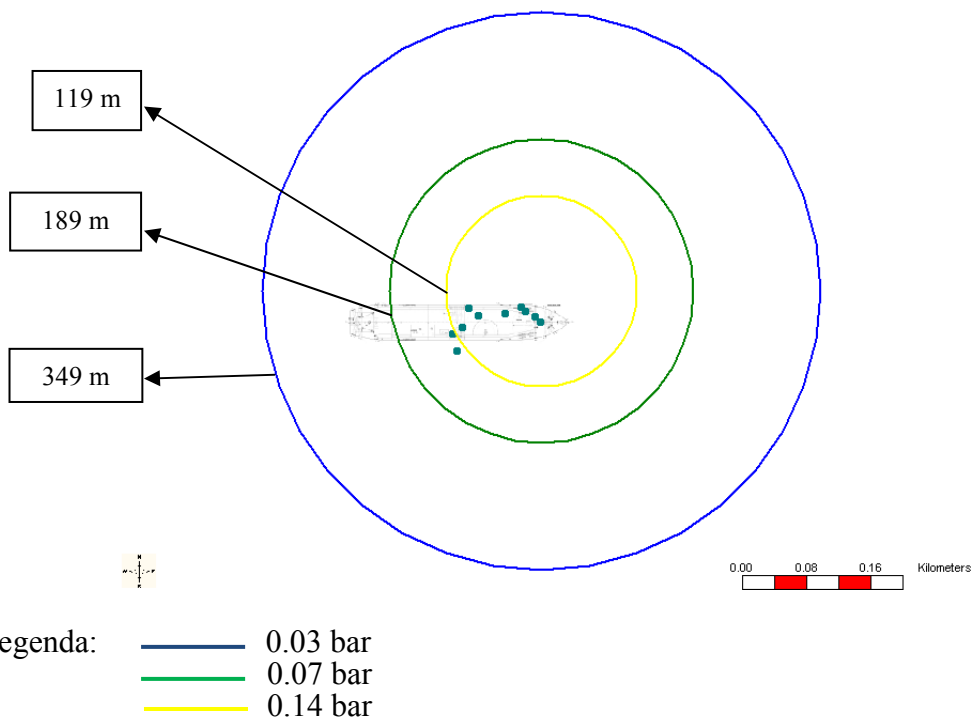
-frac

ammable Limit
miscela).



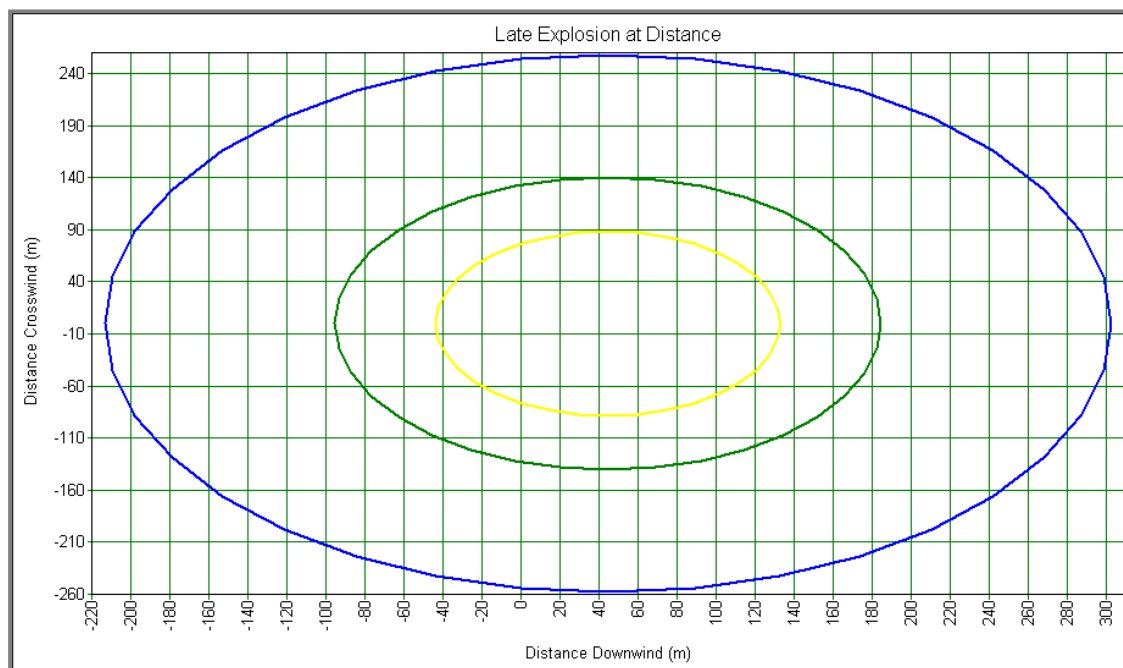
Legenda:
— LFL
— LFL_{frac}

Figura A4.87 – Distanze in metri del Lower Flammable Limit (LFL) e del Lower Flammable Limit fraction (1/2 LFL) derivanti dal Flash fire in riferimento al punto di rilascio (metano in miscela).



Legenda:
— 0.03 bar
— 0.07 bar
— 0.14 bar

Figura A4.88 – Distanze in metri delle sovrappressioni da esplosione in riferimento al centro dell'esplosione (metano in miscela).



Legenda:
— 0.03 bar
— 0.07 bar
— 0.14 bar

Figura A4.89 – Distanze in metri delle sovrapressioni da esplosione in riferimento al centro dell'esplosione (metano in miscela).

In Tabella A4.54 vengono riassunti i dati ottenuti dalla simulazione.

Tabella A4.54– Dati sulle conseguenze per l'Evento 10 – Metano in miscela.

<i>Dati del rilascio</i>		
Frazione di liquido	0.00 (-)	
Portata di rilascio	150 Kg/s	
Temperatura finale	-161°C	
Massa infiammabile	2650 Kg	
<i>Jet Fire</i>		
Durata dello scenario	1 minuto	
Irraggiamento termico (Distanze in metri, a partire dal centro del rilascio)	3 kW/m ²	453 m
	5 kW/m ²	352 m
	7 kW/m ²	296 m
	12.5 kW/m ²	216 m
<i>Flash Fire</i>		
Durata dello scenario	20 secondi	
Lower Flammable Limit (40922 ppm)	Distanze in metri	34 m
Lower Flammable Limit Fraction (20461 ppm)	Dal punto del rilascio	51 m
<i>Esplosione</i>		
Sovrapressioni da esplosione (Distanze in metri dal centro dell'esplosione)	0.03 bar	349 m
	0.07 bar	189 m
	0.14 bar	119 m
	0.6 bar	49 m

Una volta nota la portata di rilascio e la massa infiammabile è dunque possibile calcolare le frequenze dello scenario [evento / (m· anno)] utilizzando l'albero degli eventi (Figura A4.90).

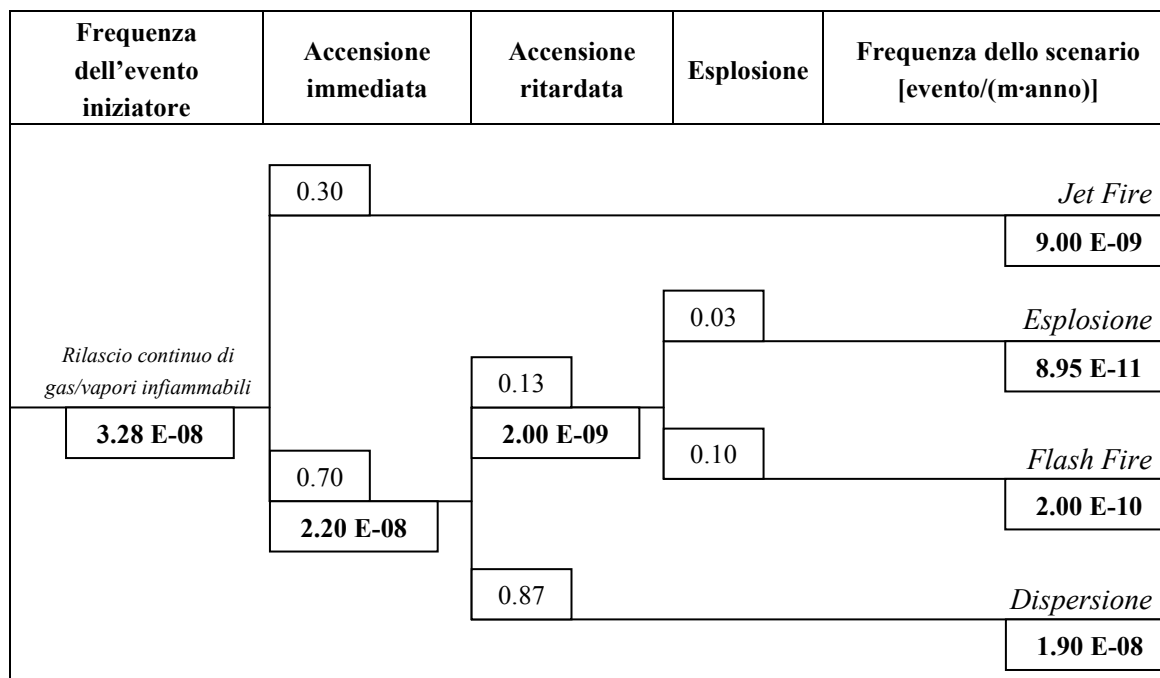


Figura A4.90 – Albero degli eventi per il rilascio di Gas Naturale Liquefatto per rottura dei risers nella torretta.

A questo punto è possibile riassumere quale sia la frequenza con la quale può verificarsi il rilascio di gas per rottura dei risers, quale sia lo scenario che potrebbe derivare la tale evento, con quale frequenza può verificarsi tale scenario e quali siano i danni ad esso conseguenti (Tabella A4.55 - A4.56 – A4.57).

Tabella A4.55– Dati riassuntivi relativi all'Evento 10, metano in miscela – Rilascio di gas per rottura dei risers nella torretta e conseguente Jet fire.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Irraggiamento termico Distanze in metri a:			
				3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
710	3.28 E-08	Jet fire	9.00 E-09	453	352	296	216

Tabella A4.56 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 10, metano in miscela – Rilascio di gas per rottura dei risers nella torretta, limiti di infiammabilità.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Limiti di Infiammabilità	
				LFL	½LFL
710	3.28 E-08	Flash fire	2.00 E-10	34 m	51 m

Tabella A4.57 – Dati riassuntivi relativi all’Evento 10, metano in miscela – Rilascio di gas per rottura dei risers nella torretta e conseguente esplosione.

Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio eventi/(m·anno)	Scenario	Frequenza dello scenario eventi/(m·anno)	Sovrapressioni Distanze in metri a:			
				0.03 bar	0.07 bar	0.14 bar	0.6 bar
710	3.28 E-08	Esplosione	8.95 E-11	349	189	119	49

Sulla base della Tabella A4.55 livelli di irraggiamento termico potenzialmente pericolosi per il personale all’aperto (5 kW/m^2) possono interessare un’area fino a 352 metri dal punto di rilascio. Per livelli di irraggiamento inferiore (3 kW/m^2) il personale potrebbe essere soggetto a ustioni di primo grado o a conseguenze di lieve entità, mentre per livelli di irraggiamento superiori (7 kW/m^2 e 12.5 kW/m^2) le conseguenze sarebbero ben più gravi in quanto gli operatori potrebbe andare incontro a ustioni di terzo grado nonché a morte. La totalità della lunghezza della nave viene colpita dall’irraggiamento termico derivante dal *Jet fire* e da un irraggiamento termico superiore o pari a 12.5 kW/m^2 .

Dalla Figura A4.85 si osserva inoltre che il livello di irraggiamento termico diminuisce con la distanza e che in prossimità della pozza raggiunge valori di 75 kW/m^2 . Anche per quanto riguarda le sovrappressioni generate dall’esplosione la quasi totalità della nave viene colpita da un’onda di sovrappressione pari a 0.07 bar e non risultano trascurabili le lunghezze raggiunte dalla sovrappressione di 0.6 bar (50 metri di raggio).

Nonostante tali valori siano molto elevati, la breve durata dello scenario (1 minuto) fa escludere la possibilità di effetti domino.

Per quanto riguarda il confronto con il caso del metano puro non si osserva alcuna variazione.

Nomenclatura

E = intensità di radiazione della fiamma (media) o emissività specifica [kW/m²]

f = frequenza di accadimento [eventi/(m · anno)]

F = fattore di vista geometrico [adim]

M = magnitudo [mortalità, danni strutturali]

\dot{q} = flusso termico ricevuto [kW/m²]

R = rischio [eventi/(m · anno)]

Lettere greche

τ_a = trasmissività atmosferica [adim]

Acronimi

ACGIH = *American Conference of Governmental Industrial Hygienists*

ADR = Accordo Europeo relativo ai trasporti internazionali di merci pericolose su strada (*Accord Dangereuses Route*)

AP = Alta Pressione

API = *American Petroleum Institute*

BLEVE = Esplosione di Vapori Surriscaldati Sottopressione (*Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion*)

BOG = Gas da Evaporazione (*Boil Off Gas*)

BP = Bassa Pressione

CAS = *Chemical Abstract Service*

CE = Comunità Europea

CEE = Comunità Economica Europea

CFD = *Computational Fluid Dynamic*

DCS = Gruppo di Continuità per la Strumentazione (*Distributed Control System*)

DM = Decreto Ministeriale

DNV = *Det Norske Veritas*

DP = Sistema di Posizionamento Dinamico (*Dynamic Positioning*)

EN = Normativa Europea

ERS = Sistema di Regolazione Esterna (*External Regulation System*)

ESD = Sistema di Arresto di Emergenza (*Emergency Shut Down*)

FSRU = Unità di Stoccaggio e Rigassificazione Galleggiante (*Floating Storage And Regasification Unit*)

GBS = Sistema Basato sulla Gravità (*Gravity Based System*)
GCU = Unità di Combustione Gas (*Gas Combustion Unit*)
GN = Gas Naturale
GNL = Gas Naturale Liquefatto
GPL = Gas Propano Liquido
IARC = *International Agency for Research on Cancer*
IAS = Sistema di Automazione Integrato (*Integrated Automation System*)
IATA = Organizzazione Internazionale di Compagnie Aeree (*International Air Transport Association*)
IDLH = Pericolo Immediato per la Vita e la Salute (*Immediately Dangerous to Life and Health*)
IGC = Codice Internazionale per la costruzione delle Navi Metaniere (*International Gas Carrier*)
IMDG = *International Maritime Dangerous Goods Code*
IUPAC = *International Union of Pure and Applied Chemistry*
LC50 = Dose Letale₅₀ (*Lethal Dose₅₀*)
LFL = Limite di Infiammabilità Superiore (*Lower Flammability Limit*)
LNG = Gas Naturale Liquefatto (*Liquefied Natural Gas*)
MDO = Olio Combustibile Marino (*Marine Diesel Oil*)
MF = Portata Molare (*Molar Flow*)
NA = Non Disponibile (*Not Available*)
NE = Nord Est
NIOSH = Organismo americano che si interessa della salute e della sicurezza nel lavoro (*National Institute for Occupational Safety and Health*)
NNE = Nord – Nord Est
NNW = Nord – Nord Ovest
NW = Nord Ovest
OSHA = Agenzia Europea per la Sicurezza e la Salute sul Lavoro (*Occupational Safety and Health Administration*)
PCHE = Scambiatore di Calore a Circuito Stampato (*Printed Circuit Heat Exchanger*)
PERC = *Power Emergency Release Coupling System*
PFD = Diagramma di Flusso di Processo (*Process Flow Diagram*)
PHAST = Software per l'Analisi del Rischio (*Process Hazard Analysis Software Tool*)
PLEM = Struttura per la connessione tra il gasdotto sottomarino e i risers (*Pipeline End Manifold*)
PSV = Valvola di Sicurezza (*Pressure Safety Valve*)
PVC = Polivinilcloruro
REMI = Stazione di riduzione e misura (*Reduction and Misuration unit*)

RPT = Transizione di Fase Rapida (*Rapid Phase Transition*)
SE = Sud Est
S&T = Fascio Tubiero (*Shell & Tube*)
SNAM = Società Nazionale Metanodotti
SPB = Serbatoio Autoportante Prismatico di Tipo B (*Self Support Prismatic type B*)
SPM = Singolo Punto di Ormeaggio (*Single Point Mooring*)
STL = Boa Sommersa per il Trasferimento del GNL (*Submerged Turret Loading System*)
STS = *Ship To Shore*
SW = Acqua di Mare (*Sea Water*)
TLV = Valore Limite di Soglia (*Threshold Limit Value*)
TWA = Media ponderata (*Time Weighted Average*)
UDM = Modello di Dispersione Unificato (*Unified Dispersion Model*)
UFL = Limite di Infiammabilità Superiore (*Upper Flammability Limit*)
UNI = Ente Nazionale Italiano di Unificazione
UPS = Gruppi di Alimentazione Continua (*Uninterruptible Power Supply*)
UVC = Nube Non Confinata di Vapori Infiammabili (*Unconfined Vapor Cloud*)
UVCE = Esplosione di una Nube Non Confinata di Vapori Infiammabili (*Unconfined Vapor Cloud Explosion*)

Riferimenti bibliografici

- Cox W., F. P. Lees, M. L. Ang (1990). *Classification of Hazardous Location*. IChemE.
- Dattilo F. (2007). *Procedure autorizzative dei Terminali LNG – Aspetti di competenza del Corpo Nazionale VV.FF.*. Presentato all' Università di Padova, 22 Giugno 2007.
- Gianelli L., Paci P., Uguccioni G. (2008). *Rapporto Preliminare di Sicurezza – Terminale GNL Offshore*. Società D'Appolonia. Milano.
- Havens J., Spicer T. (2004). *Safety Exclusion Zones for LNG Import Terminals*. Presentato a *LNG SUMMIT*, San Diego University, 1 Giugno 2004, paper 2.
- Maschio G. (2007). *Le problematiche dell'utilizzo del GNL in Italia*. Presentato a Archivio Antico – Palazzo del Bo, Università di Padova, 22 Giugno 2007.
- Milanesi V. (2007). *Rigassificatori: problematiche e prospettive*. Presentato a Archivio Antico - Palazzo del Bo, Università di Padova, 22 giugno 2007.
- Mokhatab S., Poe W.A., Speight J.G. (2010). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. (5th ed.). Gulf Professional Publishing – Elsevier, Burlington (U.S.A.), p.9.
- Pinelli G., Zerlia T. (2007). *GNL: Domanda, Costi e Criticità*. Presentato a Università “La Sapienza”, Roma, 30 Maggio 2007.
- Pitblado R.M., Baik J., Hughes G.J., Ferro C., Shaw S.J. (2004). *Consequences of LNG marine accidents*. Presentato a CCPS Conference, Orlando, 29 Giugno – 1 Luglio 2004.
- Sabatini, M. (2010). *Sicurezza di impianti convenzionali e innovativi per la rigassificazione di liquidi criogenici infiammabili: conseguenze dello spandimento in mare. Tesi di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Chimica e dei Materiali, Università di Pisa*.
- Uguccioni G. (2010). *La valutazione di sicurezza per i terminali di GNL*. Presentato a Trieste, 4 Dicembre 2010.

Siti web

http://www.apinovaenergia.gruppoapi.com/	(ultimo accesso 21/07/2011)
http://www.ch.iv.com/	(ultimo accesso 26/05/2011)
http://www.chemsof.com/	(ultimo accesso 22/09/2011)
http://www.dnv.com/	(ultimo accesso 13/09/2011)
http://www.energy.ca.gov/	(ultimo accesso 03/05/2011)
http://www.eni.com/	(ultimo accesso 07/04/2011)
http://www.eur-lex.europa.eu/	(ultimo accesso 25/07/2001)
http://www.gasandoil.com/	(ultimo accesso 03/05/2011)
http://www.linde-gas.it/	(ultimo accesso 08/09/2011)
http://www.plant-maintenance.com/	(ultimo accesso 16/06 /2011)
http://www.protezionecivile.regione.lombardia.it/	(ultimo accesso 03/10/2011)
http://www.snamretegas.it/	(ultimo accesso 28/09/2011)
http://www.sutherland.com/	(ultimo accesso 03/05/2011)
http://www.wikipedia.com/	(ultimo accesso 13/09/2011)

Tabella 3.23 – Valutazione delle conseguenze per tutti gli scenari incidentali ipotizzati (Metano in miscela).

EVENTO	Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio [eventi/(m-anno)]	Scenario	Frequenza dello scenario [eventi/(m-anno)]	Irraggiamento termico Distanze in metri a:				Limiti di infiammabilità Distanze in metri		Sovrapressioni Distanze in metri a:			
					3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²	LFL	½LFL	0.03 bar	0.07 bar	0.14 bar	0.6 bar
Rilascio di GNL dovuto alla rottura di un braccio di scarico	400	6.56 E-08	Pool Fire	6.56 E-08	73	60	52	41	---	---	---	---	---	---
Rilascio di GNL da un tubo di trasferimento ai serbatoi	76	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	189	152	130	105	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	2.40 E-10	---	---	---	---	107	306	---	---	---	---
			Esplosione	8.00 E-12	---	---	---	---	---	---	195	106	67	28
Rilascio di GNL dai serbatoi di stoccaggio	10	4.00 E-05	Flash fire	4.00 E-09	---	---	---	---	9	14	---	---	---	---
Rilascio di GNL dalla linea di ritorno vapore alla metaniera	76	9.80 E-08	Jet fire	6.00 E-09	79	63	55	43	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	9.10 E-12	---	---	---	---	176	282	---	---	---	---
Rilascio di gas dalla linea del compressore BOG	40	1.31 E-07	Jet fire	9.00 E-09	26	21	18	11	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	1.21 E-11	---	---	---	---	7	12	---	---	---	---
Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione	30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	72	56	50	40	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	1.41 E-10	---	---	---	---	47	69	---	---	---	---
Rilascio di GNL dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori	30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	114	92	79	63	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	1.98 E-10	---	---	---	---	46	86	---	---	---	---
Rottura di un tubo del fascio tubiero del vaporizzatore	25	1.64 E-06	Jet fire	4.90 E-08	113	101	95	85	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	4.70 E-10	---	---	---	---	101	198	--	---	---	---
Rilascio di GNL dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori	70	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	137	110	97	75	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	8.00 E-11	---	---	---	---	41	66	---	---	---	---
Rilascio del gas dalla sezione risers nella torretta	70	3.28 E-08	Jet fire	9.00 E-09	453	352	296	216	---	---	---	---	---	---
			Flash fire	2.00 E-10	---	---	---	---	34	51	---	---	---	---
			Esplosione	8.95 E-11	---	---	---	---	---	---	349	189	119	49

Tabella 3.24 – Valutazione per gli scenari aventi conseguenze di grave entità (Giallo) e frequenze di accadimento superiori a 1.00 E-10 eventi/(m-anno).

EVENTO	Diametro del rilascio [mm]	Frequenza di accadimento del rilascio [eventi/(m-anno)]	Scenario	Frequenza dello scenario [eventi/(m-anno)]	Irraggiamento termico Distanze in metri a:				Limiti di infiammabilità Distanze in metri		Sovrapressioni Distanze in metri a:			
					3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²	LFL	½LFL	0.03 bar	0.07 bar	0.14 bar	0.6 bar
Rilascio di GNL dovuto alla rottura di un braccio di scarico	400	6.56 E-08	Pool Fire	6.56 E-08	73	60	52	41	---	---	---	---	---	---
Rilascio di GNL da un tubo di trasferimento ai serbatoi	76	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	189	152	130	105	---	---	---	---	---	---
Rilascio di GNL dai serbatoi di stoccaggio	10	4.00 E-05	Flash fire	4.00 E-09	---	---	---	---	9	14	---	---	---	---
Rilascio di GNL dalla linea di ritorno vapore alla metaniera	76	9.80 E-08	Jet fire	6.00 E-09	79	63	55	43	---	---	---	---	---	---
Rilascio di gas dalla linea del compressore BOG	40	1.31 E-07	Jet fire	9.00 E-09	26	21	18	11	---	---	---	---	---	---
Rilascio di gas dalla linea di mandata del GNL a bassa pressione	30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	72	56	50	40	---	---	---	---	---	---
Rilascio di GNL dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori	30	1.64 E-07	Jet fire	1.10 E-08	114	92	79	63	---	---	---	---	---	---
Rottura di un tubo del fascio tubiero del vaporizzatore	25	1.64 E-06	Jet fire	4.90 E-08	113	101	95	85	---	---	---	---	---	---
Rilascio di GNL dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori	70	9.80 E-08	Jet fire	2.90 E-08	137	110	97	75	---	---	---	---	---	---
Rilascio del gas dalla sezione risers nella torretta	70	3.28 E-08	Jet fire	9.00 E-09	453	352	296	216	---	---	---	---	---	---

Tabella 3.7 – Possibili eventi incidentali. Le lunghezze fanno riferimento alla tubazione principale. Nell'analisi degli eventi incidentali si è tenuto conto solo dello scambiatore a fascio tubiero dal momento che la quantità di GNL/GN nei PCHE GNL/propano è trascurabile.

Possibili eventi incidentali	N°	Diametro tubi [mm]	Fase GNL	Fase operativa	Temperatura [°C]	Pressione [barg]	Densità [Kg/m ³]	Portata [Kg/s]	Quantità ⁽¹⁾ [tonn]	Descrizione
1. Rilascio di GNL dovuto alla rottura di un braccio di scarico.	3	405	Liquido	Scarico	-160	13,6	438,8	602 ⁽²⁾	0,4	Rilascio da una rottura a ghigliottina (100%) del braccio di scarico
2. Rilascio di GNL da un tubo di trasferimento ai serbatoi (dalla base dei bracci fino alle valvole in ingresso ai serbatoi).	1	760	Liquido	Scarico	-160	13,6	438,8	1706	45	Rilascio da foro pari al 10% del diametro della linea. Lunghezza 230m
3. Serbatoi di stoccaggio GNL.	4	-----	Liquido		-160	max 0,18	438,8	-----	78000	Rilascio da foro di 10 mm.
4. Rilascio di gas dalla linea di ritorno vapori alla nave metaniera (dai serbatoi alla gasiera. Bracci di scarico esclusi).	1	760	Vapore	Scarico	-160	0,25	2	3,6	0,2	Rilascio da fori pari al 10% del diametro della linea. Lunghezza 230m
5. Rilascio di gas dalla linea del compressore del BOG (dall'uscita del compressore alla valvola a monte del ricondensatore).	1	405	Vapore	Scarico	10	10	8	1,3	0,24	Rilascio da foro pari al 10% del diametro della linea. Lunghezza 230m
				Ricircolo	10	10	8	1,3	0,24	
6. Rilascio da una linea di esportazione GNL a bassa pressione, fra i serbatoi e le pompe ad alta pressione (dalle valvole all'uscita dei serbatoi alle pompe AP).	1	300	Liquido	Scarico	-160	8,5	438,8	150 ⁽³⁾	13 ⁽⁹⁾	Rilascio da foro pari al 10% del diametro della linea. Lunghezza 250m
				Ricircolo	-160	8,5	438,8	150 ⁽³⁾	13 ⁽⁹⁾	
7. Rilascio di GNL dalla linea ad alta pressione ai vaporizzatori (dalle valvole a monte delle pompe AP alle valvole a monte dei vaporizzatori).	1	300	Liquido	Scarico	-150	100	438,8	51	4	Rilascio da foro pari al 10% del diametro della linea. Lunghezza 120m
				Ricircolo	-150	100	438,8	51	4	
8. Rottura di una tubazione nel fascio tubiero dei vaporizzatori (un solo vaporizzatore).	3	25	Liquido/vapore	Scarico	-150	100	438,8-79	51	0,8	Rottura a ghigliottina (100%) del tubo. 631 tubi di 8,4m di lunghezza.
				Ricircolo	-150	100	438,8-79	51	0,8	
9. Rilascio dalla linea di esportazione gas a valle dei vaporizzatori (dalle valvole in uscita ai vaporizzatori alla torretta).	1	710	Vapore	Scarico	2	100	79	51	3	Rilascio da foro pari al 10% del diametro della linea. Lunghezza 100m
				Ricircolo	2	100	79	51	3	
10. Rilascio del gas dalla sezione riser nella torretta (2 risers flessibili dentro la torretta connessi al PLEM).	1	710	Vapore	Scarico	2	100	79	150	5,5	Rilascio da rottura a ghigliottina. Lunghezza 60m. Il valore della lunghezza considera 2 risers.
				Ricircolo	2	100	79	150	5,5	

