

Progetto TDI RETE-GNL

Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera

Prodotto T2.4.2 “Database incidenti e rischi”¹

¹Si precisa che il DB sottostante al report T2.4.2 “Database incidenti e rischi” è stato realizzato dalla società Enterprise Shipping Agency Srl che con D.D. n.356/2020 dell'11/06/2020 è risultata aggiudicataria di un “Servizio di consulenza per lo sviluppo delle attività di analisi economico-finanziarie connesse alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive per il bunkering di GNL in ambito portuale e valutazione dell'impatto ambientale derivante dalle diverse tipologie di configurazioni di bunkering ”, CIG ZB42CC3908 – CUP F21G17000020006 - Rif. Prof. Paolo Fadda, finanziati con fondi FESR a valere sul secondo avviso del Programma Interreg Italia Francia Marittimo 2014-2020, mediante procedura di cui all'art. 36, comma 2 lett. a) D. Lgs. 50/2016 attraverso RdI su Sardegna C.A.T. Per la puntuale attribuzione delle parti in relazione alla formulazione finale del report si rimanda al primo capitolo di questo documento.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.4.2 “Database incidenti e rischi”

1

Sommario

1.	FINALITÀ DEL DOCUMENTO E INQUADRAMENTO NELL'AMBITO DELL'ATTIVITÀ T2.4 E DEL PRODOTTO T2.4.2 DEL PROGETTO TDI RETE-GNL	4
2.	CLASSIFICAZIONE DEI DIVERSI TIPI DI RISCHI E PERICOLI	6
2.1.	Pericoli associati al prodotto	6
<i>2.1.1.</i>	<i>Campo di infiammabilità</i>	9
<i>2.1.2.</i>	<i>Sensibilità all'accensione</i>	10
<i>2.1.3.</i>	<i>Energia rilasciata e tasso di combustione</i>	12
2.2.	Pericoli di processo	13
<i>2.2.1.</i>	<i>Pericoli associati ai trasferimenti</i>	13
<i>2.2.2.</i>	<i>Pericoli associati allo stoccaggio sotto pressione</i>	14
<i>2.2.3.</i>	<i>Pericoli associati allo stoccaggio non pressurizzato</i>	14
2.3.	Pericoli ambientali	15
<i>2.3.1.</i>	<i>Pericoli dovuti a condizioni naturali</i>	15
<i>2.3.2.</i>	<i>Pericoli legati alle attività antropiche</i>	16
3.	CLASSIFICAZIONE DEI RISCHI ADOTTATA NEL DATABASE E ALTRI PROFILI METODOLOGICI	17
4.	SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI EMERSI	26
5.	UN ESEMPIO DI APPLICAZIONE DI ANALISI DEL RISCHIO: IL CASO FRANCESE	33
5.1.	Aspetti introduttivi	33
5.2.	Gravità dei fenomeni pericolosi	35
<i>5.2.1.</i>	<i>Ipotesi e approccio di calcolo</i>	35
<i>5.2.2.</i>	<i>Distanze d'effetto</i>	38
5.3.	Frequenza degli eventi pericolosi	45
<i>5.3.1.</i>	<i>Approccio, ipotesi e riferimenti</i>	45
<i>5.3.2.</i>	<i>Frequenza degli eventi pericolosi</i>	50
5.4.	Sintesi del rischio	58
	ALLEGATO 1	63

Indice delle tabelle

Tabella 1: Composizione tipiche di GNL per origine.....	7
Tabella 2: Proprietà fisiche del GNL per origine.....	8
Tabella 3: Campo di infiammabilità del GNL.....	9
Tabella 4: Energia di combustione del GNL secondo l'origine.....	12
Tabella 5: Livelli di effetto critici basati su esposizioni pericolose.....	34
Tabella 6: Distanze per effetto della sovrappressione da ogni centro del volume esplosivo.....	37
Tabella 7: Distanze degli effetti per BLEVE.....	39
Tabella 8: Distanza ad effetto termico associate a VCE.....	40
Tabella 9: Distanze d'effetto associate ai getti di fuoco.....	44
Tabella 10: Basi di dati.....	47
Tabella 11: Frequenze di perdita generiche sulle tubature.....	48
Tabella 12: Frequenze di perdita generiche su bracci e tubi flessibili.....	49
Tabella 13: Probabilità di accensione.....	50
Tabella 14: Frequenze dei fenomeni pericolosi.....	51
Tabella 15: I rischi associati ad ogni casistica.....	59

Indice delle figure

Figura 1: Composizione del gas naturale.....	7
Figura 2: Campo di infiammabilità.....	9
Figura 3: Variazione dei limiti di infiammabilità a basse temperature.....	10
Figura 4: Energia di accensione minima in funzione della concentrazione.....	10
Figura 5: Energia di accensione minima in funzione della temperatura.....	11
Figura 6: Energia da diverse fonti di accensione.....	12
Figura 7: Categorizzazione dei rischi/incidenti relativi al GNL impiegata nel Prodotto T.2.4.1.....	19
Figura 8: Il fenomeno del rollover.....	20
Figura 9: Albero degli eventi relativo al rilascio di GNL.....	23
Figura 10: Osservazioni di incidenti e rischi dal 1944 al 2020 nella gestione portuale del GNL.....	26
Figura 11: Distribuzione degli incidenti/rischi nella gestione del GNL in ambito portuale.....	27
Figura 12: Grado di intensità del rischio di rischi/incidenti nella gestione del GNL.....	27
Figura 13: Correlazione classe di rischio e tipologia di rischi chimici.....	28
Figura 14: Numerosità campionaria dei rischi chimici nella gestione del GNL in ambito portuale.....	28
Figura 15: Fasi operative di rischio/incidente GNL.....	29
Figura 16: Cause di rischio/incidente nella gestione del GNL in ambito portuale.....	29
Figura 17: Classificazione delle implicazioni/conseguenze dei rischi/incidenti nella gestione GNL.....	30
Figura 18: Grado di severità delle implicazioni/conseguenze da rischi/incidenti della gestione del GNL.....	30
Figura 19: Vittime da incidenti/rischi nella gestione GNL.....	30
Figura 20: Feriti da incidenti/rischi nella gestione GNL.....	31
Figura 21: Danni da incidenti/rischi nella gestione GNL.....	31
Figura 22: Casi di sversamento di GNL.....	31
Figura 23: Nazioni implicate in rischi/incidenti causati dalla gestione del GNL.....	32
Figura 24: Matrice nota come "MMR" utilizzata in Francia per valutare la criticità dei rischi di un ICPE nel suo ambiente.....	33
Figura 25: Avvicinamento generale del nodo a farfalla per determinare le frequenze di dispersione.....	46
Figura 26: Approccio applicato nel contesto dello studio.....	46

1. FINALITÀ DEL DOCUMENTO E INQUADRAMENTO NELL'AMBITO DELL'ATTIVITÀ T2.4 E DEL PRODOTTO T2.4.2 DEL PROGETTO TDI RETE-GNL.

L'intento del presente documento è quello di giungere alla definizione di un database incidenti e rischi al fine di classificare le diverse tipologie di eventi verificatesi in strutture di GNL in ambito marittimo-portuale. Il report si colloca all'interno del progetto Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 "Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera" (Acronimo TDI RETE-GNL) che ha tra i propri obiettivi quello di individuare soluzioni tecnologico-produttive per la distribuzione e il *bunkering* di GNL nei porti dell'area transfrontaliera, basate su standard e procedure operative condivise.

All'interno della Componente progettuale T2 "Studio per un piano d'azione congiunto per il GNL in ambito portuale" è prevista a formulario l'attività T2.4, che è dedicata all'identificazione delle linee guida per la valutazione delle esternalità e dell'impatto ambientale. Tale attività prevede infatti di giungere ad una valutazione dell'impatto ambientale derivante dalle diverse tipologie di configurazioni di bunkering, l'assessment dei principali rischi e la valutazione delle potenziali esternalità positive/negative degli investimenti previsti nell'ambito di un piano d'azione comune per la diffusione di impianti di rifornimento e stoccaggio di GNL nei porti inclusi nel Progetto. All'interno della sopramenzionata attività sono previsti quattro prodotti:

- T2.4.1 "Report classificazione ed esame del rischio impianti GNL in ambito portuale";
- T2.4.2 "Database incidenti e rischi";
- T2.4.3 "Linee guida metodologia LCA nei sistemi di valutazione di impatto ambientale";
- T2.4.4 "Best practices per la riduzione rischi e impatti da GNL".

Più nello specifico, il presente contributo rappresenta il prodotto T2.4.2 che si pone l'obiettivo di mappare i principali eventi di rischio e/o effettivi incidenti che si siano realizzati nel corso della storia in relazione alla gestione di infrastrutture per il GNL o mezzi a propulsione GNL, allo scopo di incrementare il livello di conoscenza in merito ai possibili rischi collegati a questo tipo di tecnologia. Le suddette attività di ricerca, in particolare, consentono di apprezzare le differenze che sussistono rispetto all'handling di altri dangerous goods, quali per esempio il GPL e di favorire una maggiore consapevolezza sociale da parte della collettività e dei gruppi di interesse rispetto alla tematica in oggetto e alle proprietà fisiche e chimiche del GNL in ambito marittimo portuale.

Alla predisposizione del report finale in oggetto hanno contribuito, in linea con quanto previsto a formulario i partner di progetto nelle modalità di seguito indicate:

- P1/CF (UNIGE-CIELI): coordinamento delle attività dei partner e dei relativi consulenti; definizione del modello concettuale, della struttura e dei contenuti del DB sottostante al Prodotto T2.4.2; predisposizione della versione integrata finale del Prodotto T2.4.2 a partire dai documenti di seguito indicati; predisposizione della scheda di sintesi del Prodotto T2.4.2;
- P3 (UNICA): Supporto al P1/CF in merito alla definizione del modello concettuale, della struttura e dei contenuti del DB sottostante al Prodotto T2.4.2; Realizzazione del "Database incidenti e rischi" e

- realizzazione dei capitoli 1, 3 e 4 di cui al presente documento finale, mediante l'assegnazione di specifico contratto a Enterprise Shipping Agency Srl con D.D. n.356/2020 dell'11/06/2020; Validazione del Prodotto finale T2.4.2; Validazione della scheda di sintesi del Prodotto finale T2.4.2.
- P2 (UNIFI): Validazione del Prodotto finale T2.4.2; Validazione della scheda di sintesi del Prodotto finale T2.4.2.
 - P4 (OTC): Validazione del Prodotto finale T2.4.2; Validazione della scheda di sintesi del Prodotto finale T2.4.2.
 - P5 (CCIVAR): Realizzazione dei capitoli 2 e 5 con il supporto del consulente TechnipFMC; Validazione del Prodotto finale T2.4.2; Validazione della scheda di sintesi del Prodotto finale T2.4.2. Per completezza viene annesso al Prodotto T2.4.2 l'Allegato 1 realizzato dal consulente esterno di CCIVAR, TechnipFMC.

La predisposizione e la realizzazione delle versioni finali sia del Prodotto T2.4.2 sia della scheda di sintesi del medesimo prodotto hanno beneficiato anche di una serie di altri documenti e report predisposti dai partner e dai relativi consulenti.

2. CLASSIFICAZIONE DEI DIVERSI TIPI DI RISCHI E PERICOLI

Come noto, a livello accademico e nella prassi, esistono molteplici possibili approcci concettuali alla classificazione dei rischi connessi all'impiego del GNL. Nell'ambito delle attività T.2.4. e per le finalità del presente Prodotto T2.4.2., viene dapprima proposta la classificazione impiegata dalla Camera di Commercio e Industria (CCI) del VAR e successivamente, ad integrazione, viene indicata la tassonomia sviluppata nell'ambito del Progetto TDI RETE-GNL già in relazione al prodotto T2.4.1, come formulato dal CF UNIGE-CIELI, con il supporto del consulente esterno TECNOCREO Srl e come successivamente validato dal Partner P5 CCIVAR e gli altri partner di progetto.

Di seguito, in particolare, partendo dai contenuti del capitolo 4 del documento realizzato dal consulente TechinFMC per il partner CCIVAR e consegnato in data 05/03/2020, si approfondisce la classificazione dei rischi e pericoli connessi al GNL articolata in:

- a) Pericoli legati alle caratteristiche chimico-fisiche del prodotto
- b) Rischi operativi
- c) Rischi ambientali

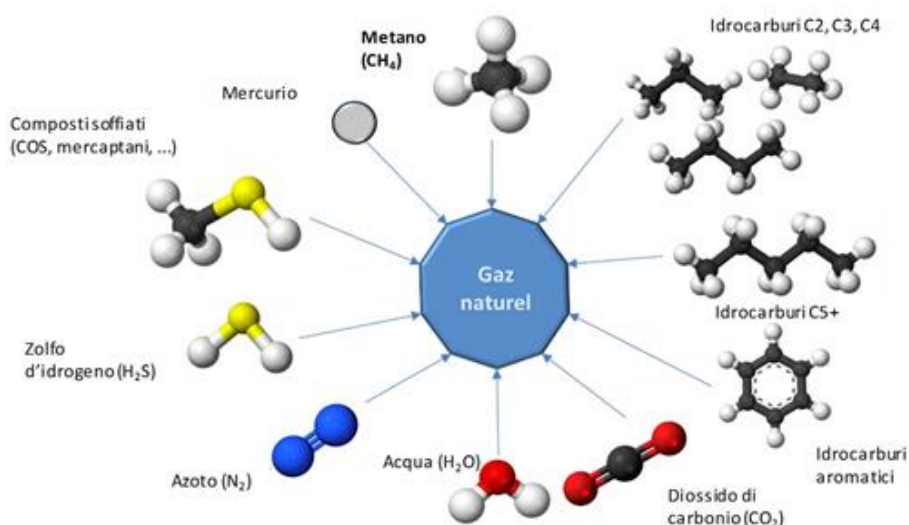
Nel capitolo 3, invece, viene richiamata la classificazione di dettaglio dei rischi relativi al GNL in ambito marittimo portuale sviluppata nell'ambito del progetto e utilizzata per la costruzione del DB dei rischi in cui si sostanzia il Prodotto T.2.4.2. del progetto stesso.

2.1. Pericoli associati al prodotto

Come noto, il gas naturale è inodore, non corrosivo e generalmente non tossico per inalazione. Il GNL, invece, è lo stato liquefatto del gas naturale e può esistere solo a pressione atmosferica e se mantenuto al di sotto del suo punto di ebollizione (circa -160°C). Le proprietà del GNL variano a seconda della sua composizione ma, tuttavia, questi rimangono relativamente vicini a quelli del metano, che è la componente maggioritaria dei diversi tipi di gas naturale.

Il GNL è una miscela di diversi composti (vedi Figura 1), la cui proporzione varia a seconda delle caratteristiche del serbatoio di gas naturale originale.

Figura 1: Composizione del gas naturale



Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Prima della liquefazione, il gas naturale viene trattato in modo tale da poter modificare le proporzioni dei diversi componenti.

A tal fine, l’acqua viene estratta per evitare il congelamento durante la liquefazione mentre si procede all’estrazione dell’anidride carbonica per prevenire il congelamento e la corrosione, oltre che per aumentare la capacità di riscaldamento del gas naturale. Inoltre, i composti dello zolfo vengono estratti per evitare problemi di corrosione ed abbassare la tossicità a livelli trascurabili, l’azoto viene estratto per aumentare la capacità calorifica del gas naturale ed il mercurio viene estratto perché potrebbe danneggiare alcune apparecchiature.

Nella Tabella 1 sono riportate le composizioni tipiche che contengono solo i principali costituenti a seconda dell’origine del gas naturale.

Tabella 1: Composizione tipiche di GNL per origine

Componenti	Percentuale in volume secondo l'origine			
	Trinidad e Tobago	Algeria	Nigeria	Oman
Metano	96.9	87.93	91.692	87.876
Etano	2.7	7.73	4.605	7.515
Propano	0.3	2.51	2.402	3.006
Butano	0.1	1.22	1.301	1.603
C5+	-	0.61	-	-
Totale	100	100	100	100

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

A titolo puramente informativo è possibile distinguere il GNL in:

- Leggero, se presenta una composizione con circa 97% (vol.) di metano
- Pesante, se presenta una composizione con circa 88% (vol.) di metano

Analizzando le proprietà fisiche del GNL, la Tabella 2 mette a confronto alcune delle proprietà di diversi GNL con quelle del metano puro

Tabella 2: Proprietà fisiche del GNL per origine

	Metano	GNL (Trinidad e Tobago)	GNL (Algeria)	GNL (Nigeria)	GNL (Oman)
Massa molare (g/mol)	16.043	16.55	18.77	17.91	18.615
Temperatura di ebollizione a pressione atmosferica (°C)	-161.5	-161.05	-159.9	-160.4	-159.9
Densità del liquido a temperatura di ebollizione (kg/m³)	422.5	430.9	452.9	452.8	463.6
Densità di vapore a temperatura di ebollizione (kg/m³)	1.81	1.799	1.783	1.776	1.763
Densità di vapore a 20°C	0.6685	0.6894	0.7829	0.7459	0.7751

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Le proprietà fisiche del GNL per origine assumono ulteriore importanza in ragione del fatto che la norma *ISO 20765-2:2015* consente di calcolare le proprietà termodinamiche in base alla composizione del gas naturale, se necessario.

Dall’analisi dei dati riportati emergono alcune considerazioni rilevanti in riferimento alle implicazioni potenziali sotto il profilo dei rischi e dei pericoli associati all’handling del GNL, ovvero:

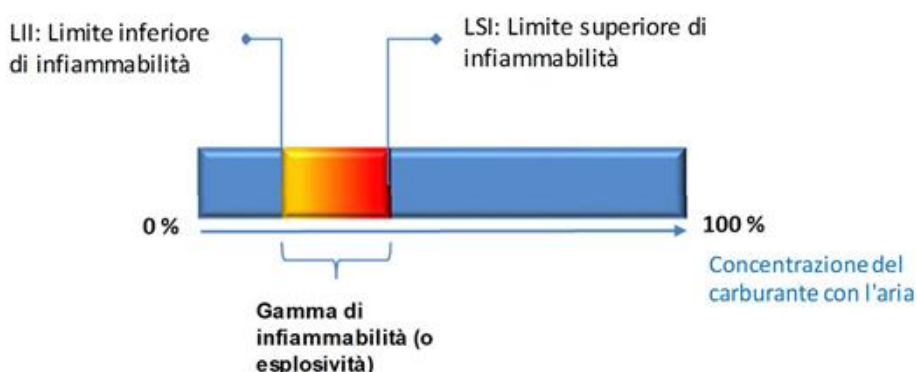
- le proprietà fisiche rimangono sostanzialmente paragonabili a quelle del metano (con differenze inferiori al 20%);
- la bassa temperatura di ebollizione (~-160°C) classifica il GNL come fluido "criogenico" se conservato a pressione atmosferica;
- i vapori di GNL a temperatura ambiente sono più leggeri dell'aria;
- a temperatura di ebollizione i vapori del GNL sono invece più pesanti dell'aria; è importante tenere conto che questo fattore ha un'influenza sulla miscelazione del prodotto con l'aria in caso di perdita di contenimento (vedi sotto)

Oltre alle proprietà fisiche precedentemente elencate, il GNL è anche caratterizzato da infiammabilità. Tale caratteristica può manifestare fenomeni pericolosi, motivo per il quale è necessario soffermarsi su alcune proprietà legate alla combustibilità del GNL

2.1.1. Campo di infiammabilità

Il gas naturale o i vapori di GNL, a causa dei loro principali costituenti, sono gas infiammabili. Tuttavia, una miscela di questi gas con l'ossigeno dell'aria è suscettibile di infiammarsi solo qualora la concentrazione di gas naturale rientri nel campo di infiammabilità, illustrato nella Figura 2.

Figura 2: Campo di infiammabilità



Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Nel dettaglio, il campo di infiammabilità di un gas naturale o GNL dipende dalla sua composizione, ma rimane relativamente vicino a quello del metano, come dimostrano i valori riportati nella Tabella 3.

Tabella 3: Campo di infiammabilità del GNL

	Metano	GNL “leggero”	GNL “pesante”
Campo di infiammabilità	5% - 15% (in volume)	4,9% - 14,9% (in volume)	4,4% - 14,4% (in volume)

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

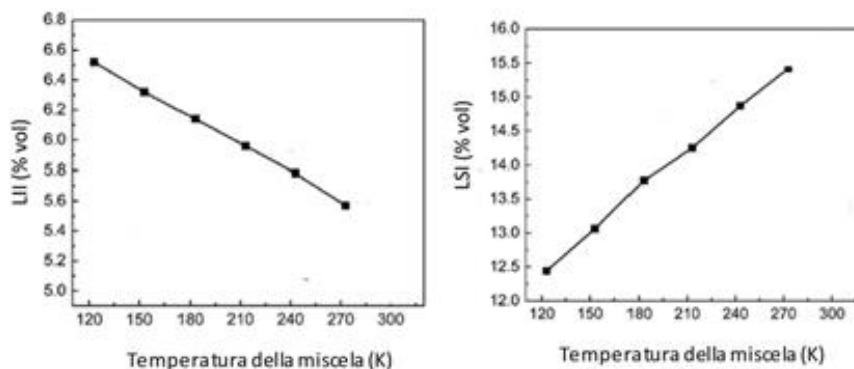
All'interno del campo di infiammabilità si trova la cosiddetta concentrazione stechiometrica, ossia la proporzione ottimale in caso di accensione: in tal caso tutto il carburante verrà bruciato, senza eccesso o difetto di aria; in altre parole, avverrà la reazione della totalità dell'aria inizialmente contenuta nella miscela.

È generalmente a questa concentrazione che gli effetti della combustione accidentale sono più pericolosi. Per il metano, la concentrazione stechiometrica è del 9,5% (in volume).

Vale peraltro la pena evidenziare come, i valori elencati nella Tabella 3 corrispondono ai campi di infiammabilità in condizioni ambientali; questo campo di infiammabilità dipende in realtà dalle condizioni di pressione e di temperatura: le variazioni tipiche della pressione e della temperatura ambiente non sono infatti sufficienti a modificare il campo di infiammabilità in modo significativo. Tuttavia, in caso di perdita di GNL, la temperatura del gas naturale (dalla vaporizzazione del GNL) / della miscela aria potrebbe essere molto

inferiore alla temperatura ambiente. Le variazioni dei limiti di infiammabilità a basse temperature vengono riportate nella Figura 3

Figura 3: Variazione dei limiti di infiammabilità a basse temperature



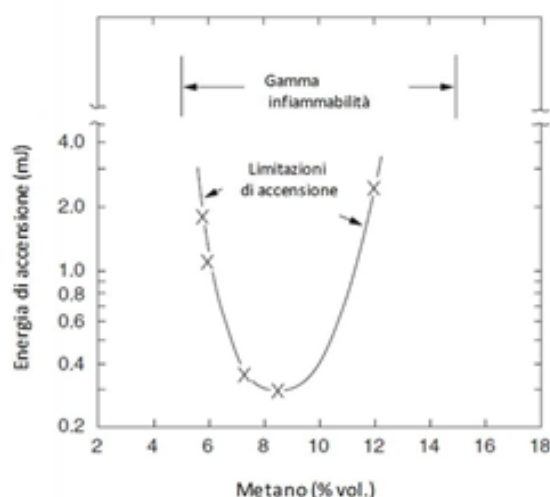
Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

I dati mostrano come al diminuire della temperatura della miscela metano/aria, aumenta il limite inferiore e si riduce il limite superiore in riferimento al campo d’infiammabilità. In altre parole, più bassa è la temperatura della miscela, più contenuto è il campo di infiammabilità. Così, a 120 K (o -153°C) il campo di infiammabilità del metano si riduce tra il 6,5% e il 12,5% (vol.).

2.1.2. Sensibilità all’accensione

I dati indicati nella Figura 4 si riferiscono alle specificità del metano, ma possono essere applicati come primo approccio valutativo anche al gas naturale. L’energia necessaria per accendere una nube di metano/aria dipende dalla concentrazione di metano nella miscela.

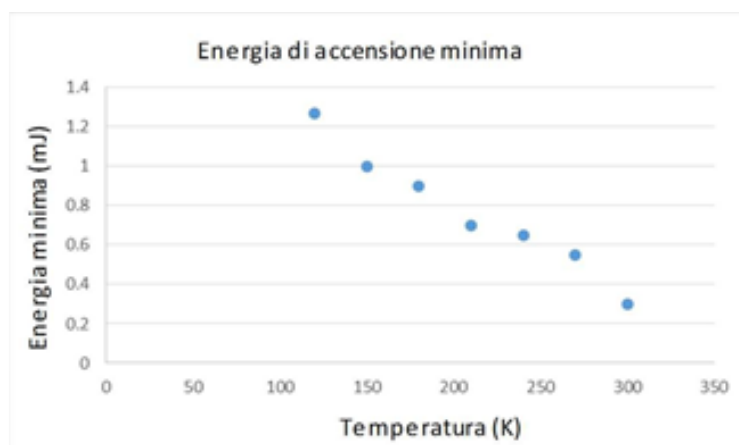
Figura 4: Energia di accensione minima in funzione della concentrazione



Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Più bassa è la concentrazione di metano vicino alla concentrazione stechiometrica (nell'ordine di 0,3 mJ) e minore è l'energia necessaria per l'accensione; questa energia minima può anche variare con la temperatura. La Figura 5 mostra quindi che quanto più bassa è la temperatura della miscela, tanto maggiore è l'energia necessaria per accendere la miscela stessa.

Figura 5: Energia di accensione minima in funzione della temperatura



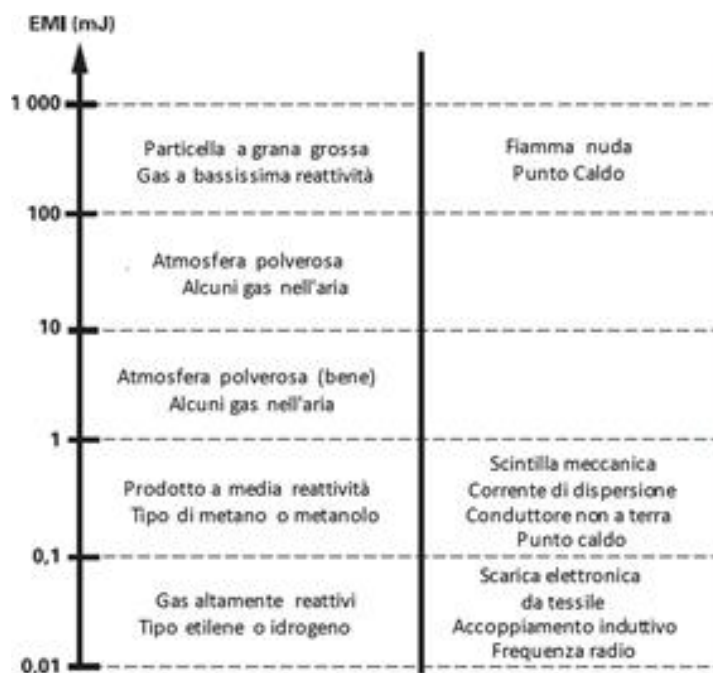
Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

È necessario specificare che, al di là dei valori sopra citati, il metano non è considerato il gas più sensibile all'accensione; gas come l'etilene o l'idrogeno sono molto più sensibili, pertanto la reattività del metano è classificata come "media" secondo la seguente figura. Nel Manuale di riferimento Bevi Risk Assessments (RIVM, 2009), il metano è classificato con un livello "basso" in termini di infiammabilità.

In pratica, quest'ultimo risulta relativamente facile da accendere, poiché le intensità di energia di accensione menzionate sono in realtà fonti come scintille meccaniche, correnti vaganti o punti caldi.²

² Quando una miscela infiammabile viene riscaldata ad una certa temperatura non ha più bisogno di una fonte di accensione per avviare la combustione. Questa cosiddetta temperatura di autoaccensione è di 535°C per una miscela di metano/aria stechiometrica. Queste condizioni non sono probabili nelle strutture in esame, tranne nel caso di una situazione che non sia e che sia già accidentale.

Figura 6: Energia da diverse fonti di accensione



Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

2.1.3. Energia rilasciata e tasso di combustione

In relazione alle situazioni di incidente, oltre ai limiti di esplosività (sinonimo di infiammabilità in questo contesto), sono importanti due proprietà: la quantità di energia rilasciata dalla combustione e la velocità con cui questa energia viene rilasciata.

Tabella 4: Energia di combustione del GNL secondo l'origine

	Metano	GNL “leggero”	GNL “pesante”
Energia di combustione (MJ/kg)	50.04	49.86	49.2

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

L'energia di combustione del GNL è fissata globalmente dal contenuto di metano. La differenza in termini di energia non è significativa dal punto di vista dei fenomeni accidentali. La velocità di combustione del metano riflette la sua reattività in caso di accensione e quindi ha un'influenza se le condizioni per un'esplosione sono soddisfatte. La velocità di combustione laminare del metano con l'aria è di circa 0,45 m/s; a titolo di confronto, il propano ha una velocità laminare di 0,52 m/s e l'idrogeno di 1,2 m/s.

Per quanto riguarda il pericoloso fenomeno delle esplosioni, il metano è considerato un gas a "bassa" reattività. Nel dettaglio e a titolo esemplificativo, si può ritenere che, a parità di condizioni, darà sovrappressioni inferiori di circa il 40% rispetto ad una simile esplosione di propano.

2.2. Pericoli di processo

Senza entrare nei dettagli di tutte le operazioni che hanno luogo durante il rifornimento e lo stoccaggio di GNL in ambito marittimo portuale, i processi a cui si fa riferimento all'interno del progetto consistono principalmente in operazioni di trasferimento o operazioni di stoccaggio del combustibile richiamato.

Si considerano prima di tutto i principali pericoli legati alle operazioni di trasferimento, mentre poi vengono analizzati quelli relativi ai diversi tipi di stoccaggio (pressurizzato o meno). Il report predisposto a cura del Partner P5, i cui contenuti sono qui riportati non prevede invece lo studio dei pericoli associabili a perdite da valvole (difettose), perdite tra due apparecchiature, ecc., benché gli stessi siano reali, come evidenziato nel Prodotto T2.4.1. del Progetto TDI RETE-GNL.

Il GNL, come tutti i gas liquefatti, non deve essere contenuto in una sezione di tubazione che può essere completamente chiusa ed esposta al calore dell'ambiente, altrimenti la pressione aumenterà fino a rompere la sezione stessa. Come per le perdite, questo punto - anche se importante - non è stato ulteriormente sviluppato nel documento più volte richiamato.

2.2.1. Pericoli associati ai trasferimenti

In generale, i trasferimenti di GNL tra l'unità di approvvigionamento e l'unità ricevente comportano il rischio di un eccessivo riempimento di quest'ultima. Il riempimento eccessivo può portare a diversi scenari:

- una fuoriuscita di liquido nelle tubature dedicate alla fase di ritorno del vapore quando i vapori delle due unità (quella di approvvigionamento e quella ricevente) vengono collegati; questo tipo di evento può essere senza conseguenze
- il liquido trabocca attraverso le valvole se le fasi del vapore non sono state collegate e di conseguenza c'è il pericolo di incendio o di VCE
- il caso estremo prevede il danneggiamento dell'unità ricevente che può anche portare alla sua rottura; i pericoli sono quindi quelli indicati nei paragrafi seguenti, a seconda della natura dello stoccaggio.

La particolarità dei traboccamenti è che i rilasci accidentali vengono poi elevati e diretti verticalmente dalle valvole o dalle bocchette di ventilazione.

In secondo luogo, molte operazioni di trasferimento coinvolgono almeno un'unità mobile (cisterna di autocarri, nave bunker, ecc.): con questo tipo di configurazione, pertanto esiste un rischio significativo di rottura del braccio di trasferimento o del tubo flessibile a causa del movimento incontrollato di un'unità mobile, come nel caso dei trasferimenti che riguardano le navi. Di conseguenza, se il braccio o il tubo flessibile si rompe, il GNL rilasciato accidentalmente può cadere in acqua e si può quindi osservare un VCE dopo l'accensione della miscela vapore/aria e un incendio di pozza sull'acqua. Tuttavia, un altro pericolo, descritto di seguito, deve essere considerato in anticipo in questo tipo di situazione. Il GNL, infatti, si trova generalmente ad una temperatura di -160°C ; pertanto, una volta entrato in contatto con l'acqua a temperatura ambiente, subisce un intenso trasferimento di calore che può causare una vaporizzazione del GNL di tipo "improvviso". Il cambiamento di fase e la successiva espansione dei vapori nell'atmosfera possono quindi spingere l'aria indietro con una forza sufficiente a generare onde di pressione (o shock) e quindi assomigliare ad un'esplosione.

Questo fenomeno è spesso indicato come RPT (dall'inglese "Rapid Phase Transition").

2.2.2. Pericoli associati allo stoccaggio sotto pressione

Le condizioni di pressione e temperatura in caso di stoccaggio sotto pressione sono:

- pochi bar relativi, di solito 3 (ma sono possibili pressioni da 8 a 11 bar);
- la temperatura corrispondente alle condizioni di equilibrio termodinamico, cioè circa -140 °C per la pressione relativa di cui sopra

Lo stoccaggio sotto pressione - ma anche i trasferimenti tramite pompa, spray e altri riscaldatori, in stoccaggio fisso o in un serbatoio, ecc. - comporta diversi pericoli:

- in caso di una "improvvisa" perdita di contenimento, potenzialmente, una grande massa di gas inizialmente sotto pressione tenderà ad occupare un volume molto più grande nell'atmosfera; tale espansione volumetrica avviene "spingendo indietro" l'aria ed è accompagnata da onde d'urto che possono esse stesse causare danni; questo tipo di fenomeno è talvolta chiamato "esplosione pneumatica"
- nel caso del GNL, l'espansione di volume di cui sopra può riguardare la fase vapore (il gas) ma anche la fase liquida (liquefatta); nel caso di quest'ultima, l'espansione di volume è ancora più notevole ed il relativo fenomeno viene chiamato BLEVE;
- nel caso di una perdita di contenimento meno repentina, limitata ad una condotta o ad una frazione di sezione di scarico in un tubo pressurizzato, il GNL scaricato sarà animato da una notevole quantità di movimento; il flusso osservato sarà un getto e questo tipo di flusso ha un'influenza sulla massa esplosiva (con l'aria), la distanza contata dal punto in cui una miscela è esplosiva, ecc.

In caso di infiammazione concomitante o successiva a perdita di contenimento, vale la pena considerare gli effetti termici relativi ad una palla di fuoco (in caso di BLEVE), un getto di fuoco e, potenzialmente, un incendio di pozza.

Se si osserva l'accensione dopo la miscelazione con l'aria e la formazione di un volume esplosivo, le fiamme si propagheranno attraverso l'aria stessa con conseguenti effetti termici, ma anche, a seconda della velocità delle fiamme, effetti di pressione. Quest'ultimo caso, denominato VCE, comporta effetti di pressione dovuti all'espansione di volume associata al passaggio da una miscela di metano e aria (a temperatura ambiente o inferiore) ad una miscela di gas di scarico molto più calda.

2.2.3. Pericoli associati allo stoccaggio non pressurizzato

Le condizioni di pressione-temperatura per questo tipo di stoccaggio sono:

- una pressione vicina alla pressione atmosferica e limitata a 0,1 ~ 0,15 bar (relativa)
- la temperatura corrispondente alle condizioni di equilibrio termodinamico, cioè vicino a -160°C.

Le cosiddette condizioni di processo o di stoccaggio criogenico (con temperature intorno ai -160°C) comportano diversi pericoli o rischi. Prima di tutto, vale la pena di menzionare le problematiche che possono emergere in relazione agli "intensi" trasferimenti di calore che possono avvenire tra il GNL, molto freddo, e materiali a temperatura ambiente, compresi i metalli, in caso di contatto accidentale. Questi trasferimenti di calore possono essere osservati in caso di perdita di contenimento e flusso incontrollato

di GNL in un serbatoio contenente un altro prodotto pericoloso, oppure in un elemento importante come ad esempio lo scafo di una nave. I suddetti trasferimenti possono essere osservati, anche senza una precedente perdita, quando il GNL viene improvvisamente diretto (e ad alte portate) in una condotta, dedicata al GNL, inizialmente a temperatura ambiente; questo tipo di situazione favorisce l'indebolimento del metallo della condotta e di conseguenza le perdite.

Come detto in precedenza, quando i trasferimenti di calore sono ulteriormente promossi da una grande superficie di contatto - ad esempio quando il GNL (freddo) viene miscelato con l'acqua (a temperatura ambiente) -, esiste allora un rischio di RPT e conseguenti effetti di pressione.

Inoltre, gli impianti di stoccaggio criogenico di GNL possono essere luogo del pericoloso fenomeno noto come Roll-Over.

Tutti i fenomeni sopra citati sono funzionali a meglio comprendere quali possano essere le determinanti in grado di determinare specifici incidenti in relazione all'espletamento delle attività di bunkering e/o stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale; inoltre, sono degni di nota perché sono specifici del processo a condizioni criogeniche (come i RPT) ma non sono dimensionabili rispetto ai fenomeni dei getti di fuoco, BLEVE o VCE già citati in precedenza. Infine, riguardano a priori serbatoi più grandi di quelli in esame (per il fenomeno del Roll-Over). Gli stessi, inoltre, hanno un campo di applicazione diretto più piccolo rispetto agli incendi o alle VCE e quindi non saranno discussi ulteriormente.

2.3. Pericoli ambientali

2.3.1. Pericoli dovuti a condizioni naturali

In relazione ai pericoli dovuti allo stato delle condizioni naturali, i profili più rilevanti da considerare sono quelli che derivano da fenomeni naturali quali

- allagamento o sommersione;
- fulmini;
- terremoto

Altri elementi come i venti o le temperature estreme possono essere inclusi in un'analisi del rischio, ma sono comunemente presi in considerazione dalle normative edilizie generali. Le inondazioni o i terremoti sono fenomeni naturali che possono causare perdite importanti, e di conseguenza fenomeni pericolosi (VCE e getti di fuoco) già citati.

I fulmini possono sia danneggiare le apparecchiature che causare perdite, ma possono anche essere una fonte di accensione. Questi elementi non portano a fenomeni pericolosi legati al GNL, che non sono già stati menzionati.

Tuttavia, questi fenomeni devono poter essere controllati mediante eventuali misure specifiche. Così, per il controllo dei rischi di inondazione, possono essere adottate misure volte a sostenere:

- le forze verticali dovute alla spinta di Archimede nel caso di serbatoi pressurizzati
- le forze orizzontali dovute alla corrente, gli inceppamenti per tutti i serbatoi, ecc.

Allo stesso modo, in Francia, le installazioni sono soggette a uno "Studio dei fulmini" obbligatorio.

Per quanto riguarda i rischi connessi ai terremoti, anche in Francia, quando la capacità di stoccaggio supera le 50 t, devono essere rispettate regole di dimensionamento sismico. In sostanza, l'analisi del rischio deve determinare se un guasto alle apparecchiature a seguito di un terremoto porta ad uno scenario con gravi effetti su un'area di "occupazione umana permanente". Tale scenario prevede poi il dimensionamento delle attrezzature (serbatoi, condotte, ecc.) per un terremoto le cui caratteristiche sono definite dalla normativa.

2.3.2. Pericoli legati alle attività antropiche

Le attività generalmente considerate sono il trasporto e la presenza di attività industriali nelle vicinanze. Un evento accidentale legato a questo tipo di ambiente non dà luogo a fenomeni pericolosi che coinvolgano il GNL, che non siano già stati menzionati.

D'altro canto, è possibile adottare misure di controllo del rischio per limitare le collisioni legate al trasporto e, nel caso, il rischio dei cosiddetti effetti domino, innescati da un incidente in impianti vicini.

Nella maggior parte dei casi si tratta di una questione di scelta di localizzazione degli impianti.

3. CLASSIFICAZIONE DEI RISCHI ADOTTATA NEL DATABASE E ALTRI PROFILI METODOLOGICI.

Al fine di realizzare il Database sugli incidenti e rischi verificatisi in strutture di GNL in ambito portuale, come previsto nel formulario del Progetto TDI RETE-GNL e come indicato nel bando di gara assegnato alla società Enterprise shipping agency (ESA), il gruppo di lavoro di ESA dopo essersi coordinato con il responsabile scientifico del Committente (Prof. Paolo Fadda) e con il Capofila di Progetto (CF), ovvero UNIGE-CIELI, ha provveduto dapprima a definire il conceptual framework sottostante alla predisposizione del DB e successivamente a definire il quadro metodologico da applicare. In particolare, si è proceduto, attraverso un'approfondita attività di "desk research" a definire il sistema delle fonti a livello nazionale e internazionale da impiegare al fine di popolare il DB in oggetto.

La definizione del conceptual framework è stata condivisa mediante apposito incontro telematico nel mese di luglio 2020 congiuntamente al Committente e al CF di progetto.

L'attività di scouting delle fonti propedeutiche all'analisi dei rischi ed incidenti in strutture di GNL in ambito portuale, invece, ha portato inizialmente alla luce una raccolta di dati, riportati nel DB "Medicinademocraticalivorno"³, composto dalle 57 osservazioni registrate in un range temporale compresa dal 1950 al 2008.

Il gruppo di lavoro, partendo dal DB "Medicinademocraticalivorno", ha provveduto ad integrare il DB con news e informazioni aggiuntive e aggiornate attraverso analisi di tipo desk research e attraverso il contatto diretto con soggetti di carattere pubblico e privato che abbiano conoscenze e competenze sui temi in oggetto (capitanerie di porto, vigili del fuoco, protezione civile, RINA).

Le varie fonti di tipo online analizzate per la mappatura del "DB rischi e incidenti" sono state:

- DB accident EU: eMars; <https://emars.jrc.ec.europa.eu/en/emars/content>
- DB accident USA: PHMSA; <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-Ing-and-liquid-accident-and-incident-data>
- DB accident Japan: Japan Transport Safety Board; <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-Ing-and-liquid-accident-and-incident-data>
- Ostenda case study; <https://www.maritimebulletin.net/2020/06/29/car-carrier-and-Ing-tanker-reportedly-collided-off-ostend-belgium/>
- Russia case studies: <https://www.maritimebulletin.net/2018/11/27/Ing-tanker-breached-in-collision-russia/>
- UAE case studies: <https://www.maritimebulletin.net/2019/03/26/Ing-tanker-struck-vlcc-tanker-at-fujairah-heavy-damages-photos/>
- Nuova Guinea case studies: <https://www.maritime-executive.com/article/pirates-attack-Ing-carrier-in-gulf-of-guinea>

³ Per approfondimenti è possibile consultare la seguente risorsa web: fonte <http://medicinademocraticalivorno.it/attachments/article/696/incidenti%20rigas%20cronologia.pdf>

- Collisione Al Oraq case study; https://www.kbz-crmb.be/wp_content/uploads/2016/11/Report-Collision-Flinterstar-Al-Oraq-final.pdf

Dall'analisi delle suddette fonti e dall'acquisizione di ulteriore materiale rilevante da parte degli stakeholder pocanzi richiamati si è pervenuti alla creazione del DB rischi e incidenti" composto da 83 osservazioni comprese dall'anno 1944 all'anno 2020.

Il DB in oggetto è composto dalle seguenti 17 le quali vengono descritte analiticamente qui di seguito:

- ✓ **Data dell'evento (anno):** anno in cui si è verificato il rischio/incidente.
- ✓ **Macro Tipologia dell'evento (rischio/incidente):** tipologia di evento, classificato o come rischio, se non si è verificato alcun danno materiale o a terzi, o come incidente, se si sono verificati danni materiali o a terzi.
- ✓ **Nazione:** nazione in cui si è verificato il rischio o incidente.
- ✓ **Porto/nave/terminal di rifornimento:** nome del porto, della nave o dell'infrastruttura oggetto del rischio/incidente.
- ✓ **Luogo:** coordinate geografiche, latitudine e longitudine, in cui si è verificato l'incidente.
- ✓ **Nave LNG/Tipologia impianto:** nome della nave o dell'impianto oggetto del rischio/incidente.
- ✓ **Tipologia impianto:** tipologia di asset/infrastruttura oggetto del rischio/incidente (deposito, nave, terminal, gasdotto, impianto di liquefazione, impianto di esportazione, laboratorio, nave, terminal).
- ✓ **Grado rischio/incidente:** grado di rischio dell'evento, basso-alto-medio, dipendente per lo più dal tipo di rischio/incidente chimico verificatosi ma anche dal numero di vittime, feriti e dall'entità dei danni materiali.
- ✓ **Operational risk/accident:** fase produttiva in cui si verifica il rischio (at sea, carico/scarico, terminal, deposito, docking, in port, LNG deposit, building LNG infrastructure).
- ✓ **Chemical risk/accident:** tipo di rischio/incidente chimico verificatosi; 11 tipi di rischi/incidenti chimici evidenziati (vedi par. 3).
- ✓ **Descrizione dell'evento:** sintetica descrizione dell'evento in cui vengono trattati i fatti principali, tra cui il luogo, le cause, il rischio chimico e operativo, le implicazioni.
- ✓ **Cause:** causa del rischio/incidente (collisione, errore umano, evento naturale, guasto all'attrezzatura (ship/terminal/deposit), incaglio).
- ✓ **Implicazioni/conseguenze:** severità del rischio/incidente, classificato su una scala da 1 a 5 a seconda che si tratti di rischio o incidente, e in quest'ultimo caso se si siano verificati danni materiali, feriti, vittime o nessun evento di questi elencati.
- ✓ **Numero vittime:** numero di vittime coinvolte nell'incidente.
- ✓ **Numero feriti:** numero di feriti coinvolti nell'incidente.
- ✓ **Danni agli impianti:** variabile che può assumere valore "sì" o "no" a seconda del fatto che si sia verificato il danno materiale oppure no.
- ✓ **Rilascio/sversamento LNG:** variabile che può assumere valore "sì" o "no" a seconda del fatto che si sia verificato il rilascio o sversamento di GNL oppure no.

Inoltre, prima di procedere all'analisi dei dati raccolti nel DB, è opportuno in primo luogo precisare che nell'ambito della realizzazione del DB in oggetto è stata applicata la categorizzazione delle tipologie di rischio

identificate nell'ambito del Progetto TDI RETE-GNL (Prodotto T.2.4.1 realizzato dal CF congiuntamente al fornitore di servizi esterni "Tenocreo Srl"). Al fine di meglio comprendere i contenuti del DB, nel presente report finale viene quindi fornito anche un richiamo puntuale alla suddetta categorizzazione dei rischi/incidenti mappati, sottolineando i profili di natura "chimica" di cui agli stessi.

In particolare, la suddetta categorizzazione include 11 tipologie di rischio come riportato in Figura 7.

Figura 7: Categorizzazione dei rischi/incidenti relativi al GNL impiegata nel Prodotto T.2.4.1

Gas di evaporazione (boil-off gas)
Contatto
Stratificazione e rollover
Sloshing
Transizione rapida di fase (RPT)
BLEVE
Esplosione nube di vapore (VCE)
Jet fire, pool fire e flash fire
Asfissia
Terrorismo
Terremoti

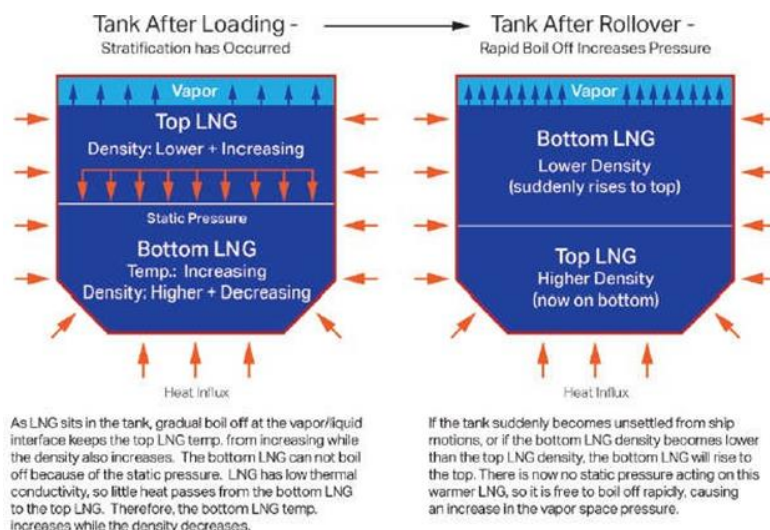
Fonte: ns. elaborazione su dati TDI RETE_GNL (Prodotto T.2.4.1)

- 1. Gas di evaporazione (boil-off gas):** Per evitare che si formino emissioni di gas naturale sia in caso di emergenza eccezionale sia durante il normale esercizio dell'impianto e la consueta attività di trasferimento del prodotto dalla nave al serbatoio, esistono molteplici soluzioni tecniche: ad esempio il sistema di recupero del Boil-Off-Gas (BOG). Come noto, il Boil-Off Gas (BOG) si produce per evaporazione del GNL a causa del calore trasmesso dall'esterno del serbatoio al prodotto stoccato al suo interno. Nel BOG sono presenti, in piccole tracce, i componenti infiammabili più pesanti della miscela, cioè quelli dotati di temperature di ebollizione a pressione atmosferica molto maggiori rispetto al metano (-89°C per l'etano, -40°C per il propano). Inoltre, come già evidenziato nel report T2.4.1 del Progetto TDI RETE-GNL, il BOG ha densità maggiore rispetto all'aria per temperature inferiori a -113°C, in assenza di azoto, o -85°C in presenza del 20% di azoto. Il BOG in presenza di temperatura inferiore a -113°C (o a -85°C in presenza di azoto al 20%) si comporta quindi come un gas pesante, tendendo a stratificare verso il basso, mentre, a temperatura superiore a -113°C, come un gas leggero.
- 2. Contatto con il GNL:** Siccome il GNL a pressione atmosferica rimane allo stato liquido fino a circa -162°C, le strutture volte all'impiego di tale carburante risultano pericolose, soprattutto in caso di un eventuale contatto tra il combustibile e personale dipendente impiegato nelle aree di bunkering o altri operatori. Detto rischio riguarda anche l'eventuale contatto tra il GNL ed elementi quali merci trasportate, attrezzature non adatte alla suddetta contiguità o, ancora, materiali della nave o altra strumentazione/equipment ubicato in prossimità. In caso di esposizione e contatto tra il GNL e il personale, si può incorrere in "ustioni da gelo", nel caso in cui il liquido venga a contatto con la pelle, e in gravi danni ai polmoni/all'apparato respiratorio (a seguito di inalazione di vapore a temperature estremamente ridotte). Inoltre, sempre secondo quanto indicato nel già richiamato documento T2.4.1

di TDI RETE-GNL, si evidenzia come il contatto tra il GNL e lo scafo della nave, e gli altri materiali, strumenti o componenti non idonei rispetto alle temperature criogeniche, può condurre al danneggiamento/rottura degli asset richiamati. Ovviamente questo potenziale pericolo è limitato esclusivamente entro i confini della struttura, senza influire sulle comunità locali vicine. Al tempo stesso, per quanto concerne i rischi connessi a strumentazioni e attrezzature è indispensabile la realizzazione di sistemi di contenimento del liquido, volti a separare il serbatoio dall'ambiente esterno e quindi da altri macchinari e apparecchiature vicini.

3. **Stratificazione e roll-over:** Il fenomeno del “rollover” si verifica frequentemente durante le operazioni di riempimento di un serbatoio di stoccaggio di GNL. Quando, viene introdotto nel serbatoio del GNL a densità differente da quello già presente, il GNL a densità maggiore tenderà a stratificare sul fondo. Tuttavia, il fondo del serbatoio inizierà ad aumentarne la temperatura, determinando una riduzione della densità, ma anche un brusco incremento della velocità di evaporazione, con conseguente emissione di notevoli quantità di gas. Nel caso in cui non vi siano mescolamenti o movimenti bruschi all'interno del serbatoio, normalmente si verifica una riduzione della pressione idrostatica esercitata dal GNL dotato di densità inferiore (posto nello stato superiore) che impedisce l'evaporazione del liquido sottostante. In presenza di una differenza di densità troppo elevata, si può verificare un'alterazione della quiete con conseguente mescolamento degli strati a diversa densità che comporta il contatto tra il GNL a maggior tensione di vapore e la zona soprastante a minor pressione. Come si vede in Figura 8 il fenomeno noto come “rollover”, può comportare una veloce evaporazione del liquido, che si traduce in un rapido aumento della pressione all'interno del serbatoio. In questo contesto si attivano le valvole di sfogo e viene rilasciata una grande quantità di gas naturale; se queste operation non vengono adeguatamente gestite con componenti, sistemi e procedure di safety adeguate sussistono rischi potenziali per il personale e le attrezzature circostanti.

Figura 8: Il fenomeno del rollover



Fonte: Stavros, 2015 (Technological Guidance on LNG Bunker Vessels and Barges - American Bureau of Shipping)

Normalmente il fenomeno di rollover interessa soprattutto i serbatoi a terra presenti nei terminal di rifornimento; al contrario, per le navi sussiste una minore probabilità di accadimento di tale fenomeno a causa dei molteplici movimenti durante la navigazione i quali inducono un continuo mescolamento, salvo il caso di unità ferme in porto.

Oltre che in assenza del mescolamento del GNL durante la fase di bunkering, il rollover si manifesta con maggior frequenza in presenza di serbatoi ad asse verticale di grande volumetria ed operanti a pressione atmosferica. Poiché il rollover comporta la formazione repentina di una grande quantità di vapore, quest'ultimo, deve essere rilasciato da appositi sistemi di sicurezza quali valvole di sfiato volte; nel caso in cui i presenti sistemi non funzionino o risultino sottodimensionati, il fenomeno può portare alla rottura del serbatoio stesso.

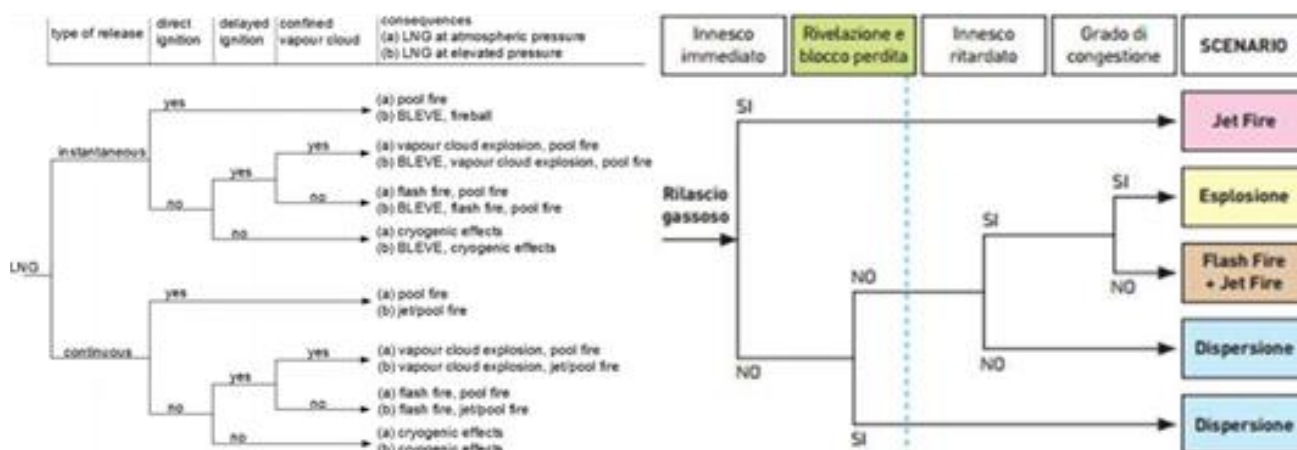
4. **Sloshing:** Il fenomeno dello sloshing si verifica quando i serbatoi di GNL nelle navi non sono completamente pieni. Durante la navigazione il carburante presente nelle cisterne impatta con elevata pressione sulla superficie e sulle pareti del serbatoio, comportando di conseguenza gravi danni alla struttura (Danish Maritime Authority, 2012). Fattori quali la forma e la struttura del serbatoio incidono sul modo in cui i fluidi nel serbatoio rispondono al movimento dell'unità in navigazione. Anche eventi riconducibili a condizioni meteo marine avverse possono contribuire all'insorgere di problemi di manovra e di posizionamento della nave, con conseguente innescamento del fenomeno dello sloshing. Il fenomeno di sloshing tende a verificarsi nel caso di tank di minori dimensioni, in quanto il movimento tende ad essere maggiore e, di conseguenza, ad avere impatti significativi.
5. **Transizione rapida di fase (Rapid Phase Transition):** Il fenomeno noto come “transizione rapida di fase” (o Rapid Phase Transition- RPT), consiste in cambiamento fisico di fase di un liquido in vapore: normalmente si verifica quando due liquidi, dotati di temperatura molto diversa tra loro, vengono a contatto, ad esempio quando una grande quantità di GNL viene riversata in acqua (Uguccioni et al., 2006; Foss, 2006; Danish Maritime Authority, 2012; Vandebroek e Berghmans, 2012). Il GNL a temperatura minore, una volta venuto a contatto con l'acqua, dotata di temperatura decisamente superiore, subisce quindi una rapida una rapida transizione dallo stato liquido a quello gassoso (una vera e propria ebollizione), producendo vapore a velocità esplosiva (Figura 4). Tale rapido passaggio di fase viene accompagnato da onde di pressione, analogamente a quanto si verifica nel caso di un'esplosione; tuttavia, nel caso di RPT non ha luogo combustione. Questa trasformazione viene considerata un'espansione meccanica che dà origine al rilascio di una grande quantità di energia: alcuni studi effettuati al riguardo, infatti, hanno dimostrato che gli effetti di questo fenomeno sono generalmente limitati all'area in cui avviene la perdita. Sebbene non si verifichi una combustione, la probabilità di incorrere nel fenomeno di transizione rapida di fase viene correlata non solo alla temperatura e alla penetrazione del GNL nell'acqua, ma anche alla presenza di altre sostanze diverse dal metano, come etano, propano e butano. In particolare, l'RPT costituisce un rischio concreto e significativo durante lo svolgimento delle operazioni di bunkering in ambito marittimo portuale.

- 6. *Bleve (boiling liquid expanding vapour explosion):*** Un ulteriore rischio che contribuisce ad incrementare le problematiche di safety&security in relazione alle operazioni di bunkeraggio di GNL in ambito portuale è connesso al fenomeno noto come Boiling Liquid Expanding Vapour Explosions (BLEVE). Il fenomeno in oggetto si riferisce all'esplosione dei vapori che si espandono a causa dell'ebollizione di un liquido, ossia una tipologia di esplosione che avviene in concomitanza con la rottura di un recipiente in pressione. Questo può verificarsi in caso di rapida fuoriuscita, se si genera una vampata di gas ad alta velocità con moto turbolento, ma anche in caso di impatto da cui deriva la formazione di frammenti. Ovviamente la presente tipologia di esplosione può risultare estremamente pericolosa anche causa dell'onda d'urto e della proiezione dei frammenti del recipiente che sono associati all'esplosione. Tale fenomeno è spesso accompagnato dal flash della parte di liquido ancora presente nel serbatoio al momento della rottura. Il "BLEVE" può essere anche causato dal surriscaldamento di un serbatoio contenente un gas liquefatto. Inoltre, tale fenomeno risulta essere meno probabile se il contenitore in questione è protetto ed isolato termicamente.
- 7. *Esplosione nube di vapore (Vapor Cloud Explosion):*** Con la denominazione Vapour Cloud Explosion (VCE) si intende il fenomeno per cui una grande quantità di vapore di GNL viene innescata in un ambiente confinato (o quasi), provocando un'esplosione (Vanderbroek e Berghmans, 2012). Dal punto di vista pratico, quando il GNL inizia a scaldarsi a contatto con l'aria (più leggera e con dotata di temperatura più elevata rispetto al GNL), si mescola con la stessa e inizia a disperdersi, creando una sorta di nuvola di vapore (vapour cloud). Quest'ultima è soggetta ad esplosione nel caso in cui (oltre ad essere dotata di una concentrazione di GNL compresa nell'intervallo di infiammabilità) entri in contatto con una fonte di accensione. Il fenomeno tende a non verificarsi in spazi aperti, poiché la combustione procede talmente lentamente che il vapore tende ad aumentare la sua quota a seguito del calore generato (le sovrappressioni sono considerate trascurabili).
- 8. *Jet fire, pool fire e flash fire:*** In caso di rilascio di GNL, l'innescò immediato del GNL comporta l'origine di un "jet fire" (anche noto come "spray fire") o un "pool fire", in funzione della fase rilasciata e della frazione di liquido in grado di accumularsi sul terreno. Se non accadono tali eventi la dispersione del getto di gas o l'evaporazione della pozza di materiale infiammabile creano una nube infiammabile in grado di originare, in caso di innescò ritardato, un "flash fire"; inoltre, nel caso in cui tale nube raggiunga un'area confinata, è probabile che si verifichi un'esplosione, in seguito all'innescò. Più in particolare si parla di "jet fire" o "spray fire" per indicare la formazione di un getto di fuoco dalla diffusione piuttosto violenta. Il fenomeno viene generato a partire dall'ignizione di una miscela composta da un comburente e un combustibile gassoso rilasciato in modo continuativo, mediante una forza significativa, in una o più direzioni. In questo caso, il gas viene innescato immediatamente a valle della perdita di GNL. Al contrario, in caso di innescò ritardato ha luogo il fenomeno di flash fire, il quale tornando all'origine potrebbe determinare un fenomeno di jettfire (Vandebroek e Berghmans, 2012). Normalmente il jet fire ha origine a partire da una fuga di sostanze gassose infiammabili scaturita da un'incidentale foratura di serbatoi pressurizzati o tubazioni. Il getto di GNL che fuoriesce in atmosfera evapora e si espande simultaneamente, miscelandosi con l'aria con cui entra in contatto, generando spill-over di fuoco. Questo fenomeno può determinare differenti effetti

e conseguenze in relazione alle specifiche condizioni in cui lo stesso fenomeno si verifica tra cui rientrano: la distanza raggiunta dal “jet”; la quantità di combustibile interessata dalla combustione e la distanza dal foro del punto d’ignizione.

A loro volta, i parametri sopracitati possono essere influenzati da altre condizioni che contribuiscono ad aggravare o meno l’evoluzione, i risvolti e gli effetti dell’incidente: tra esse troviamo la pressione interna al componente forato, la grandezza del foro e l’attrito del gas fuoriuscente, il quale può dare avvio all’ignizione. Il fenomeno di jet fire può verificarsi con innesco immediato oppure ritardato, qualora si verifichi la formazione di una nube infiammabile di grandi dimensioni. In quest’ultimo caso (innesco ritardato) è possibile che ne consegua un’esplosione qualora il rilascio gassoso avvenga in uno spazio confinato o congestionato oppure qualora si sia precedentemente creata una nube di dimensioni tali per cui il fronte di fiamma acceleri sino a raggiungere velocità significative, capaci di produrre fenomeni deflagranti secondo quanto indicato già nella documentazione relativa al prodotto T2.4.1 del Progetto TDI RETE-GNL. La Figura 9 riporta un esempio di albero degli eventi relativo al rilascio di GNL in area non confinata.

Figura 9: Albero degli eventi relativo al rilascio di GNL



Fonte: Norma ISO\TS 18683, per la figura di sinistra; Andreolli, Il perito Industriale, 2007 (“Prevenire il Jet Fire: alla scoperta di nuove soluzioni”) per la figura di destra.

In questo contesto, il liquido costituente la pozza in oggetto comincia ad evaporare mescolandosi con l’aria circostante e, nel caso in cui venga raggiunta la concentrazione minima per la combustione in presenza di una sorgente di innesco, il gas comincia a bruciare, generando così calore; ovviamente la radiazione termica diminuisce all’aumentare della distanza rispetto alla pozza da cui ha origine il vapore. Normalmente il fenomeno del pool fire si verifica nel caso di rilasci istantanei di grandi quantità di GNL oppure in presenza di rilasci ostacolati. In ambito marittimo portuale però, il pool fire ha una probabilità più elevata di verificarsi quando sussiste una perdita di GNL a seguito, ad esempio, di un impatto tra navi, poiché il contatto brusco tra i due scafi in metallo contribuisce a generare scintille che innescano il vapore prodotto.

Con il termine “flash fire” si intende il fenomeno di combustione “rapida” non esplosiva originata a partire dalla formazione di una nube di gas in un ambiente in cui la concentrazione di GNL supera il Lower Flammable Limit (Vandebroek et al., 2012). Poiché il metano è un gas scarsamente reattivo, la possibilità di generazione di un’onda d’urto appare limitata ai soli casi di nube confinata o di presenza di elevati gradi di congestione di impianto.

In quanto sviluppati prettamente all’aperto e caratterizzati da una bassa densità di apparecchiature e tubazioni, i terminali GNL sono spesso oggetto del presente fenomeno. Infatti, prima di trovare una fonte di innesco, la succitata nube di gas riesce ad estendersi in modo significativo nello spazio circostante tutte le aree dedicate alle attività di bunkering. Pertanto, non appena si verifica l’inizio della combustione, quest’ultima continua finché la concentrazione è tale da permetterlo, fino a tornare alla sorgente della perdita di gas. Questo fenomeno può determinare rischi elevati per la sicurezza del personale coinvolto nelle operations, soprattutto nel caso in cui sul luogo di origine della perdita di GNL si trovi una pozza di accumulo di GNL: questo contesto può generare incidenti gravi quali il “jet fire” o il “pool fire”, che verranno trattati nei paragrafi successivi. Mentre il flash fire risulta fatale per i soggetti eventualmente presenti all’interno dello stesso, la radiazione complessiva generata attorno al flash fire risulta notevolmente più contenuta rispetto ai fenomeni di pool o jet fire (considerando le medesime distanze), in quanto questi ultimi presentano una durata temporale di manifestazione significativamente superiore (Woodward e Pitbaldo, 2010).

9. **Asfissia:** Benché il gas naturale non sia tossico o cancerogeno, può risultare asfissiante, perché contribuisce a diminuire la percentuale di ossigeno nell’aria, sostituendosi direttamente ad esso (Danish Maritime Authority, 2012). Questo rischio appare più elevato, quando ci si trovi in spazi chiusi, come arre interne ai terminali o serbatoi, oppure in presenza di un rilascio consistente di gas in un’area aperta ma in netta prossimità di persone, generando, nel peggiore dei casi, la morte per asfissia. Proprio dal presente fattore di rischio, è divenuto fondamentale garantire la presenza di appositi e sofisticati sistemi per il controllo continuo della concentrazione di ossigeno, in particolare negli ambienti chiusi, soprattutto in ragione del fatto che il GNL risulta inodore e incolore.
10. **Terrorismo:** Tra i molteplici rischi connessi al regolare svolgimento delle operazioni di bunkering e di stoccaggio di GNL, numerosi sono gli atti di violenza o di terrorismo alle strutture e agli impianti che trattano questo tipo di combustibile, è però opportuno precisare che i serbatoi a terra per il contenimento di GNL, se realizzati secondo le regole e le normative imposte, anche per motivi di sicurezza, necessitano di significative quantità di energia per la loro manomissione. Di conseguenza, la probabilità del rischio che si verifichino attacchi terroristici è connessa al caso di incendio, rispetto a quello di un’esplosione. Dal punto di vista teorico, invece, l’impatto di un aereo in prossimità di un terminale di GNL causerebbe dapprima la combustione del combustibile dell’aereo, e, solo successivamente, l’innesco dei vapori di GNL, a causa del calore sviluppato. Per ridurre i rischi di danni a persone, strutture e attrezzature, è fondamentale definire apposite distanze di sicurezza e specifiche procedure autorizzative per l’accesso alle zone più sensibili e critiche. Ulteriori contromisure per prevenire attacchi terroristici o altri atti violenti sono costituite da ispezioni,

pattugliamenti, piani di sicurezza in caso di breccia nella sicurezza e sistemi di comunicazione di emergenza.

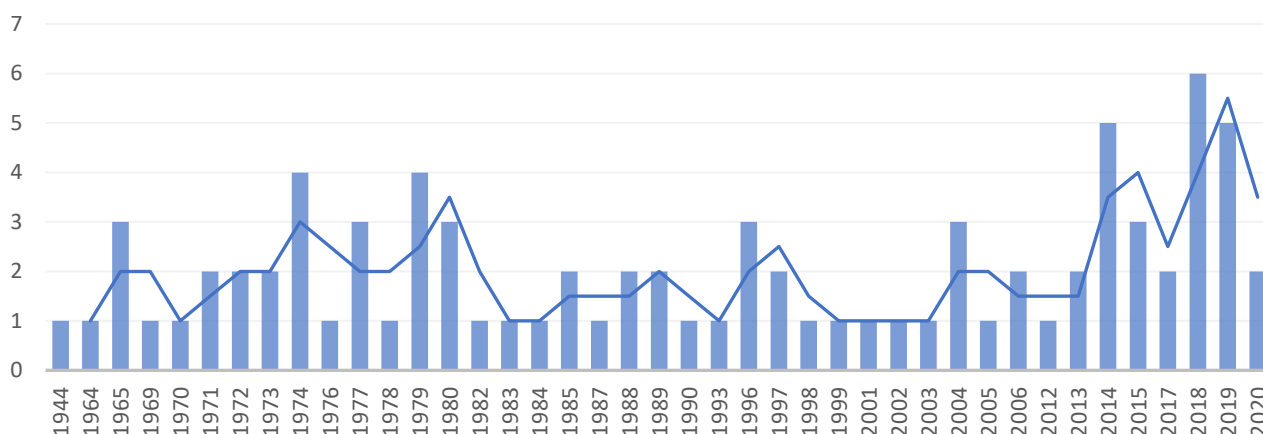
- 11. Terremoti:** Un'adeguata valutazione dei rischi connessi ad un impianto di bunkeraggio e stoccaggio di GNL deve considerare anche l'eventualità di attività sismica della zona in cui esso risiede. Tale valutazione deve essere effettuata opportunamente in fase progettuale mediante appositi studi tecnici. Anche sotto questo profilo è opportuno però precisare che, ad oggi, non si sono verificati incidenti collegati direttamente all'attività sismica, anche se, nel 1995, un terremoto di magnitudo 6.8 della scala Richter ha avuto luogo in Giappone. Il terremoto non ha recato danni strutturali significativi ai serbatoi di stoccaggio del GNL degli impianti ubicati nelle aree interessate dal terremoto.

4. SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI EMERSI.

Definita la tipologia di rischi/incidenti di carattere chimico che possono verificarsi in ambito portuale a causa della non corretta gestione del GNL, e dopo avere analiticamente descritto le diverse tipologie di dati raccolte ed organizzate all'interno del DB, nel presente capitolo si procede ad esaminare alcuni dei principali profili rilevanti connessi all'esame dei rischi e degli incidenti riconducibili alla gestione di infrastrutture per il GNL e mezzi di trasporto che impiegano questa soluzione per la propulsione, al fine di addivenire a una conoscenza più approfondita in merito alle affettive casiste che si sono verificate nel corso del tempo.

Analizzando la distribuzione temporale degli eventi di rischio/incidente nella gestione portuale del GNL si nota che, nonostante vi sia stata una notevole innovazione tecnologica negli ultimi anni, che ha incrementato significativamente il livello di safety & security riconducibile alla realizzazione di impianti, attrezzature e mezzi a GNL, il numero di casi di rischi ed incidenti riportato nel DB segna un parziale incremento nel corso nel tempo, nonostante il numero di casi in oggetto resti comunque sensibilmente ridotto e molto al di sotto rispetto ai valori che caratterizzano qualsiasi altro tipo di combustibile (Figura 10).

Figura 10: Osservazioni di incidenti e rischi dal 1944 al 2020 nella gestione portuale del GNL



Fonte: Ns. elaborazione su DB rischi e incidenti.

Questo fatto è dovuto principalmente alla forte crescita degli ultimi anni nella produzione e commercio di tale commodity, 8-10% l'anno negli ultimi 10 anni, che rende più probabile il rischio o l'incidente nella gestione del GNL nell'ambito marittimo portuale. Inoltre, il fatto va ricondotto ad un incremento del livello di trasparenza e di disclosure in merito ad eventi di questo tipo e la maggiore visibilità a livello mediatico in ragione del maggior interesse suscitato dal fenomeno in oggetto sia a livello scientifico che tra i practitioner e l'opinione pubblica in generale.

Inoltre, dall'analisi dei dati riportati nel DB di particolare interesse risulta l'analisi della tipologia di evento, potendosi distinguere sotto questo profilo tra "rischio" o "incidente" effettivamente verificatosi.

Dall'analisi dei dati raccolti nel DB rischi e incidenti emerge come nell'88/89% dei casi che rientrano tra le osservazioni registrate si tratti di effettivi incidenti avvenuti nella gestione del GNL in ambito portuale mentre solo l'11/12% si riferisca a rischi, Figura 11.

Figura 11: Distribuzione degli incidenti/rischi nella gestione del GNL in ambito portuale

Tipologia	Numero
Incidente	74
Rischio	9
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

A scopi prudenziali si è proceduto ad assegnare, in ragione dei dati disponibili, anche una categorizzazione degli eventi in oggetto in termini di “livello di rischio” ivi intendendosi le implicazioni connesse al verificarsi dell’evento. I gradi di rischio così categorizzati, basso, medio, alto, dipendono principalmente dalle implicazioni che gli incidenti/rischi hanno sull’ambiente esterno in termini chimici e si è proceduto quindi come pocanzi detto ad assegnare il label in oggetto adottando criteri prudenziali che tendono a sovrastimare l’incidenza del rischio al fine di prediligere la sicurezza per ambiente e comunità locali eventualmente interessate dall’evento di rischio o di danno.

Dall’analisi dati del DB “rischi e incidenti” è emerso come solo il 25% dei rischi sia di grado alto mentre il 75% di grado medio-basso. Inoltre, la maggior parte degli eventi a rischio livello alto sono concentrati negli anni pre 2000 (16 eventi), testimoniando ciò l’incremento della safety & security delle pratiche e delle tecnologie di gestione del GNL, Figura 12.

Figura 12: Grado di intensità del rischio di rischi/incidenti nella gestione del GNL⁴

Intensità rischio	Numero
Rischio alto	20
Rischio medio	38
Rischio basso	25
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Con riferimento alle 25 osservazioni di grado basso, 9 sono dovute a rischi nella gestione del GNL e non a incidenti.

⁴ Un esempio di evento con rischio alto è quello verificatosi nel 2015 a Portland dove si è scatenato un incendio nell’impianto GNL a causa di un semi-camion che ha scontrato l’impianto stesso interrompendo l’alimentazione della struttura. Per quanto riguarda un evento a rischio medio, nel giugno del 2020, presso la struttura di GNL del Sud di Kinder Morgan all’Isola d’Elba (SLNG), si è verificato un incendio sull’unità B del compressore del refrigerante misto (MRC) B presso l’Unità 2 del sistema mobile di liquefazione modulare (MMLS) (US02-K- 0501B). L’evento non ha provocato vittime né feriti, ma ha comportato il rilascio di parte della miscela MR composta da iso pentano, azoto, metano, propano ed etilene.

Un evento con rischio basso è invece stato nel porto di Ostenda, in Belgio nel 2020, dove è avvenuto uno scontro tra la nave a GNL AMBERJACK e la car carrier GRAND VENUS, entrambe ancorate e in attesa di ordini. Le navi hanno riportato lievi danni.

La categorizzazione dei del rischio è stato, in linea generale, con alcune eccezioni a seconda dell'effetto del rischio/incidente sull'ambiente esterno, correlato ad alcuni tipi di rischio chimico legati alla gestione del GNL come riportato in Figura 13 e come precedentemente spiegati

Figura 13: Correlazione classe di rischio e tipologia di rischi chimici

Rischio specifico	Classe di rischio
<i>Sloshing</i>	Rischio alto
<i>Bleve</i>	Rischio alto
<i>Esplosione nube di vapore</i>	Rischio alto
<i>Fire (jet, pool, flash)</i>	Rischio alto
<i>Asfissia</i>	Rischio basso
<i>Terrorismo</i>	Rischio basso
<i>Terremoti</i>	Rischio basso
<i>Gas di evaporazione</i>	Rischio medio
<i>Contatto</i>	Rischio medio
<i>Roll-over</i>	Rischio medio
<i>Transizione rapida di fase</i>	Rischio medio

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

La tipologia prevalente di rischi chimici a seguito di incidenti/rischi nella gestione del GNL è quella del contatto col GNL, seguita dalla categoria esplosione nube di vapore e incendio, Figura 14.

Figura 14: Numerosità campionaria dei rischi chimici nella gestione del GNL in ambito portuale

Chemical risk	Numero
undisclosed	31
Contatto	14
Esplosione nube di vapore	14
Fire (jet, pool, flash)	11
Gas di evaporazione	7
Sloshing	2
Transizione rapida di fase	2
Bleve	1
Terrorismo	1
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Oltre all'analisi dei rischi chimici e del grado di rischio dell'incidente/rischio, il gruppo di lavoro ha inoltre provveduto a classificare i rischi/incidenti in base alla fase operativa in cui tali rischi si sono verificati e alle cause che hanno portato al rischio/incidente.

Le fasi operative del ciclo marittimo-portuale in cui si sono verificati i rischi/incidenti sono state principalmente quelle del carico/scarico, delle operazioni terminaliste negli impianti di rigassificazione e liquefazione e della navigazione in mare come riportato in Figura 15.

Figura 15: Fasi operative di rischio/incidente GNL

Operational risk	Numero	%
terminal	27	33%
carico/scarico	20	24%
at sea	17	20%
in port	8	10%
building LNG infrastructure	3	4%
docking	3	4%
LNG deposit	3	4%
undisclosed	2	2%
Totale complessivo	83	

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Per quanto riguarda invece le cause dei rischi/incidenti nella gestione del GNL in ambito portuale l'analisi dei dati del DB rischi e incidenti ha evidenziato come le cause preponderanti siano i guasti alle attrezzature dei terminal e delle navi e le collisioni tra navi come riportato in Figura 16.

Figura 16: Cause di rischio/incidente nella gestione del GNL in ambito portuale

Cause rischi/incidenti	Numero
Guasto attrezzatura (terminal)	27
Guasto attrezzatura (ship)	19
Collisione	13
Evento naturale	7
n.a.	6
Altre cause	3
Errore umano	3
Incaglio	2
Guasto attrezzatura (deposit)	2
Collisione	1
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Il che pone particolare enfasi sulla necessità di dotarsi di equipment di ultima generazione, tecnologicamente all'avanguardia ma anche di porre particolare attenzione al livello di professionalità degli operatori economici coinvolti in questo tipo di operations, la definizione di procedure per la safety & security in linea con le più aggiornate tecniche di settore e la previsione di continui corsi di formazione a supporto del personale impiegato nelle medesime attività.

Oltre all'analisi dei rischi/incidenti di tipo chimico e operativo e all'analisi delle cause il gruppo di lavoro di ESA ha analizzato anche le implicazioni/conseguenze dei rischi/incidenti secondo una scala di intensità che va da 1 a 5 come di seguito riportato in Figura 17.

Figura 17: Classificazione delle implicazioni/conseguenze dei rischi/incidenti nella gestione GNL

Implicazioni/conseguenze	Definizione
1	Non si tratta di incidente ma di rischio
2	Incidente senza vittime/feriti/danni
3	Incidente con danni
4	Incidente con feriti ma non vittime
5	Incidente con vittime

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

L'analisi dei dati raccolti ha evidenziato come più del 50% dei rischi e incidenti sia classificato come incidente di grado terzo, che comporta perciò danni materiali verso strutture materiali. Inoltre, solo più del 10% degli incidenti invece provoca vittime mentre il solo 20% è classificato come rischio e come incidente senza vittime/feriti/danni (Figura 18).

Figura 18: Grado di severità delle implicazioni/conseguenze da rischi/incidenti della gestione del GNL

Grado Implicazioni/conseguenze	Numero
Livello 3	48
Livello 5	12
Livello 1	9
Livello 2	9
Livello 4	5
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Dalle 84 osservazioni raccolte, risultano 72 osservazioni senza alcuna vittima, e solo 4 con più di 10 vittime (Figura 19); se si considera che il DB copre un orizzonte temporale di circa 80 anni ed è stato predisposto esaminando il fenomeno in oggetto a livello internazionale, è possibile quindi asserire che si tratta di una tecnologia oramai consolidata e piuttosto sicura se confrontata con altre alternative analoghe comunque largamente usate sul mercato.

Figura 19: Vittime da incidenti/rischi nella gestione GNL

Vittime	Numero osservazioni
0	72
1	3
3	1
4	1
6	2
11	1
27	1
40	1
131	1
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Per quanto invece concerne i dati sui feriti, in 70 casi di rischio/incidente non vi sono stati feriti e solo in 4 casi vi sono stati più di 10 feriti, Figura 20.

Figura 20: Feriti da incidenti/rischi nella gestione GNL

Feriti	Numero osservazioni
0	70
1	3
2	3
3	1
5	2
30	1
35	1
74	1
225	1
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

In relazione invece a danni conseguenza di rischi/incidenti nella gestione del GNL in ambito marittimo portuale in 66 casi su 83 si sono verificati danni materiali, mentre in 16 casi non si è verificato alcun danno. Per un'osservazione raccolta nel DB non è stato possibile raccogliere informazioni sufficienti per constatare il verificarsi o meno del danno (Figura 21).

Figura 21: Danni da incidenti/rischi nella gestione GNL

Danni materiali	Numero
n.a.	1
No	16
Si	66
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

Degli incidenti/rischi verificatisi nella gestione del GNL in ambito marittimo portuale, inoltre, in 43 casi si è verificata uno sversamento mentre in 33 casi no (Figura 22).

Figura 22: Casi di sversamento di GNL

Sversamento GNL	Numero osservazioni
n.a.	7
No	33
Si	43
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

A seguito dell'attenta analisi dei rischi chimici/operativi e delle conseguenze da incidenti/rischi nella gestione del GNL, il gruppo di lavoro ha proceduto anche ad analizzare le aree geografiche in cui tali rischi/incidenti si sono verificati più frequentemente.

Dai dati raccolti, risulta come naturalmente paesi quali gli USA, l'Algeria e il Giappone siano fortemente coinvolti in rischi e incidenti nella gestione del GNL in ambito portuale poiché essi rappresentano i principali paesi esportatori e importatori di tale risorsa naturale (Figura 23). Infatti, i maggiori bacini di gas si trovano proprio in Algeria e negli USA, mentre in Giappone si trovano i maggiori impianti di lavorazione.

Figura 23: Nazioni implicate in rischi/incidenti causati dalla gestione del GNL

Nazione	Numero
USA	32
n.a.	11
Algeria	7
Giappone	5
Indonesia	4
Regno Unito	4
Trinidad e Tobago	3
Belgio	2
Emirati Arabi Uniti	2
Francia	2
Italia	2
Russia	2
Canada	1
Golfo del Messico	1
Guinea	1
India	1
Messico	1
Norvegia	1
Paesi Bassi	1
Totale complessivo	83

Fonte: Ns. elaborazioni su DB rischi e incidenti.

5. UN ESEMPIO DI APPLICAZIONE DI ANALISI DEL RISCHIO: IL CASO FRANCESE

5.1. Aspetti introduttivi

I rischi sono generalmente caratterizzati secondo valutazioni "bidimensionali", con:

- la probabilità o la frequenza con cui si possono osservare incidenti o fenomeni pericolosi
- la gravità degli effetti associati ad ogni tipo di incidente o fenomeno.

A titolo di esempio, secondo la normativa sull'ICPE5, la matrice riportata nella

Figura 24 viene utilizzata in Francia per riportare le valutazioni dei rischi e decidere sulla loro accettabilità.

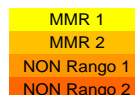
Figura 24: Matrice nota come "MMR" utilizzata in Francia per valutare la criticità dei rischi di un ICPE nel suo ambiente

$> 10^{-2}$	Evento in corso sul sito in questione	Occasionale	A					
$10^{-3} < F < 10^{-2}$	Evento che si è già verificato sul sito	Non comune	B					
$10^{-4} < F < 10^{-3}$	Evento simile già incontrato nel settore	Raro	C					
$10^{-5} < F < 10^{-4}$	Evento che si è già verificato, ma che è stato oggetto di significative azioni correttive	Estremamente raro	D					
$< 10^{-5}$	Evento non incontrato a livello globale, ma non impossibile alla luce delle conoscenze attuali	Rarissimo	E					
				1	2	3	4	5
Livello di gravità				Moderato	Serio	Importante	Catastrofico	Disastroso
Effetti letali significativi				Nessuno	Nessuna persona esposta	Non più di 1 persona esposta	Meno di 10 persone esposte	Più di 10 persone esposte
Primi effetti letali				Nessuno	Non più di 1 persona esposta	Tra 1 e 10 persone esposte	Tra 10 e 100 persone esposte	Più di 100 persone esposte
Effetti irreversibili				Meno di "1 persona" esposta	Meno di 10 persone esposte	Tra 10 e 100 persone esposte	Tra 100 e 1000 persone esposte	Più di 1000 persone esposte

MMR: Misura di controllo del rischio

RA: Rischio accettabile

Accettabile



Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

⁵ ICPE è un acronimo che indica un'installazione classificata per la protezione dell'ambiente, ossia un'installazione che può presentare pericolo o problematiche per la sicurezza delle persone e dell'ambiente circostante

Lo scopo non è quello di dettagliare qui l'uso della matrice presentata nella

Figura 24 che è specifica per la Francia ed il controllo dei rischi tecnologici intorno ai ICPE. Sempre in Francia, nel caso delle condotte per il trasporto di sostanze pericolose (nel caso di alcune tubazioni GNL) o nel caso di infrastrutture come le zone di transito di materiali pericolosi in alcuni grandi porti, si fa riferimento a diverse matrici. Queste si differenziano dalla cifra precedente per le scale di frequenza o di gravità o per la valutazione dei rischi (accettabili o meno o a seconda delle condizioni). In altri paesi europei i rischi possono essere caratterizzati anche con altri mezzi.

Tuttavia, in ogni caso (paese, normativa applicata, ecc.), resta il fatto che la caratterizzazione del rischio richiede una valutazione "bidimensionale": delle frequenze e dei gradi di gravità. In questo documento si farà riferimento alle classi di frequenza definite nella figura precedente (

Figura 24). Anche se le frequenze non sono classificate in questo modo ovunque, si può dedurre dalle frequenze espresse in occorrenze per anno (almeno in ordini di grandezza), che è un'unità universale.

D'altra parte, quando si tratta di livelli di gravità, sembra che questi dipendano da:

- la gamma o la distanza degli effetti (come la letalità),
- il numero di persone esposte agli effetti e i criteri utilizzati per considerare i diversi livelli (ad esempio 1, 10 o 100 persone esposte).

I livelli di severità della

Figura 24 dipendono quindi dall'ambiente e dai criteri specifici di una regolamentazione. Queste dimensioni non sono universali. In queste condizioni, nel presente documento, le gravità saranno valutate utilizzando le distanze d'effetto, espresse in m, e tenendo conto delle soglie elencate nella Tabella 5.

Tabella 5: Livelli di effetto critici basati su esposizioni pericolose

Tipo di effetti	Soglia per i cosiddetti effetti letali significativi o SELS	Soglia di 1° effetti letali o SEL	Soglia per effetti irreversibili letali (non letali) o SEI
Terminali a causa di un'esposizione superiore a 2 minuti	8 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Terminali a causa di un'esposizione inferiore a 2 minuti	1800 (kW/m ²) ^{4/3} .s	1000 (kW/m ²) ^{4/3} .s	600 (kW/m ²) ^{4/3} .s
Termico dovuto a VCE	Distanza dal LIE	Distanza dal LIE	La distanza dal LIE è aumentata del 10%.
Meccanica dovuta alla sovrappressione	20 kPa	14 kPa	5 kPa

Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

In particolare, pare opportuno ricordare che:

- la soglia SELS corrisponde al 5% dei possibili effetti letali per una popolazione esposta a questa soglia,

- la soglia SEL corrisponde all'1 % dei possibili effetti letali o del verificarsi di effetti letali per una popolazione esposta a questa soglia,
- la soglia SEI corrisponde di solito agli effetti con postumi per una popolazione esposta a tale soglia

Infine, si distinguono diversi tipi di effetti termici (esposizione inferiore o superiore a 2 min, esposizione alle fiamme di un VCE) perché le variabili rilevanti (flusso di calore, posizioni della fiamma, ecc.) da considerare nella previsione degli effetti variano da caso a caso.

5.2. Gravità dei fenomeni pericolosi

5.2.1. Ipotesi e approccio di calcolo

Questo sotto-capitolo presenta brevemente i modelli standard utilizzati nelle fasi successive di calcolo delle distanze d'effetto. Questi modelli sono implementati principalmente con il software PHAST (versione 6.7). Ricordiamo che questo software è di gran lunga il più utilizzato in Francia per valutare le distanze di effetto menzionate negli studi sui pericoli. Il suo uso è molto comune anche nei paesi dell'UE. Sono inoltre forniti valori guida per determinati input, ipotesi, ecc

a. Fonte di dati (flusso alla falla)

I flussi alla falla vengono calcolate utilizzando i modelli programmati nel software PHAST. Come promemoria, nel caso del GNL, il flusso prima della falla è spesso bifase sia con il GNL (fase liquida) che con il GNL (fase gassosa). Per le perdite maggiori (note come 100%), sono consentite 2 sezioni con scarico su entrambi i lati del luogo dell'incidente. I due effetti vengono presi in considerazione combinandoli, il che equivale a considerare la somma dei flussi di perdita, entrambi orientati nella stessa direzione.

In caso di perdite di scarico importanti, è comune osservare un "deflusso" delle pompe con portate limitate dalle loro modalità di funzionamento. In assenza di un diagramma di funzionamento, si possono utilizzare coefficienti di moltiplicazione forfettaria sulla seguente portata nominale:

- caso di GNL pressurizzato: coefficiente = 2;
- caso di GNL non pressurizzato: coefficiente = 1,2.

b. Vaporizzazione con spargimento a terra

Nel caso di GNL in pressione (pressione di vapore saturo > 3 bar rel.), i risultati ottenuti con i modelli mostrano una dispersione principalmente per mezzo di aerosol e una diffusione relativamente bassa sul terreno.

Nel caso del GNL non pressurizzato (pressione del vapore saturo < 0,2 bar rel.), i risultati ottenuti con i modelli mostrano questa volta una notevole diffusione sul terreno. I calcoli corrispondono quindi ad una situazione con estensione (in assenza di ritenzione) di una chiazza di liquido bollente. Lo spessore del foglio è stato permesso al massimo:

- 1 cm per un pavimento in cemento,
- 3 cm per un pavimento per tutte le stagioni
- più di 10 cm per i terreni sabbiosi.

In queste condizioni, il tasso di evaporazione variabile viene calcolato in funzione dell'apporto di calore dal suolo e dall'atmosfera. Poiché il terreno ha una bassa conducibilità, il tasso di evaporazione è generalmente moderato.

c. Vaporizzazione con spargimento sull'acqua

Il comportamento è simile al caso suolo precedente. Nel caso del GNL non pressurizzato, la diffusione sull'acqua è importante e vi è poi un trattamento specifico di vaporizzazione sull'acqua.

Quando si usano i modelli software PHAST, si calcola una velocità di evaporazione del liquido bollente con un coefficiente di scambio costante con l'acqua, stimato a $500 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$. Con acqua a 10°C , ad esempio, si calcola un flusso della superficie di evaporazione di $0,17 \text{ kg/m}^2\cdot\text{s}$. Poiché lo spessore della pozza è piccolo (dell'ordine di mm), ne consegue che la velocità di evaporazione raggiunge rapidamente la velocità di flusso alla falla per il GNL non pressurizzato.

d. Dispersione atmosferica

Un software come PHAST permette di simulare la dispersione del metano nell'atmosfera utilizzando un modello cosiddetto "integrale". Ciò consiste nel risolvere le equazioni della meccanica dei fluidi in una forma semplificata che qui non verrà ripetuta. Per quanto riguarda, invece, il comportamento generale nell'aria ambiente, si devono osservare i seguenti punti.

Nel caso del GNL sotto pressione, la fase liquida - essenzialmente aerosol - si vaporizza per trascinamento dell'aria del getto. Come promemoria, si osserva un getto dovuto alla quantità di movimento del flusso accidentale (la pressione viene "convertita" in velocità). Poi, il pennacchio generato a seguito del getto ha il comportamento di un cosiddetto gas "pesante" dovuto al massiccio raffreddamento dell'aria intrappolata, concomitante all'evaporazione delle gocce di GNL.

Nel caso del GNL non pressurizzato, l'evaporazione della chiazza crea un pennacchio che si disperde anche a livello del suolo. L'effetto di densità in movimento verso l'alto (favorevole dal punto di vista della sicurezza), che si prevede sia dovuto alla minore densità del metano rispetto all'aria, è in pratica compensato dal raffreddamento dell'aria intrappolata dai vapori a bassissima temperatura emessi dal GNL.

e. VCE (esplosione nube di vapore)

Una VCE porta ad un effetto:

- termico, associata all'alta temperatura dei gas caldi,
- meccanico, associato alle onde di pressione generate dall'espansione di questi stessi gas caldi

Si presume che le distanze degli effetti termici corrispondano più o meno al contorno della nube o del pennacchio esplosivo e siano quindi quantificabili dalle dimensioni del diritto di passaggio della nube (vedi Tabella 5).

Per quanto riguarda gli effetti meccanici dovuti alle onde di pressione, occorre analizzare lo spazio all'interno della nube esplosiva. Le domande da porsi sono quindi:

- ✓ Si tratta di uno spazio senza ingombri, all'aria aperta oppure sono aree ostruite da ostacoli solidi (attrezzature, tubazioni, materiali vari, ecc.)?

- ✓ Nel caso si trattassero di aree congestionate, qual è il grado di congestione, il volume coinvolto, ecc.?

Queste distinzioni devono essere fatte perché le osservazioni, i test o i calcoli successivi all'incidente (cf. Mouilleau et al., 1999) mostrano che l'esplosione di una nube o di un pennacchio esplosivo può in pratica corrispondere non ad un singolo VCE ma a diversi. Senza entrare nel dettaglio, le velocità delle fiamme possono essere sufficientemente diverse da un'area all'altra all'interno del volume esplosivo, come se ci fossero più esplosioni separate in successione.

Questo è all'origine del cosiddetto metodo MultiEnergie ("Multi" riferito alle possibili esplosioni multiple nella stessa nube) che si propone in particolare di contare i VCE, all'interno della stessa nube e di assegnare un'energia (associata al volume in questione) e un indice di gravità a ciascun VCE.

Sempre senza fornire dettagli, questo metodo propone indici di gravità da 1 (VCE meno favorevole alla sovrappressione) a 10 (VCE che porta ai picchi di sovrappressione più forti).

Per le stazioni "Porto"⁶, poiché gli impianti sono generalmente poco congestionati, per un VCE di tipo "campo libero" si possono utilizzare i seguenti indici di gravità:

- impianti onshore: "4" (sovrappressione = 10 kPa),
- corpo idrico: "3" (sovrappressione = 5 kPa).

Nelle aree vicine al sito con una congestione marcata (parcheggio di camion, area di stoccaggio, ecc.), l'indice può essere portato a "5" (sovrappressione = 20 kPa).

Come indicazione delle distanze d'effetto per i volumi tipici e i livelli di gravità dei VCE sono forniti nella Tabella 6; l'acronimo s.n.a. significa "soglia non raggiunta"

Tabella 6: Distanze per effetto della sovrappressione da ogni centro del volume esplosivo

Tipica area congestionata	Volume (m ³)	Indice (-)	Energia (DOJ)	Distanze SELS (m)	Distanze SEL (m)	Distanze SEI (m)
Stoccaggio con serbatoi orizzontali (a pressione) - può essere adatto anche per stazioni di carico di autocarri, ad esempio.	5000	4	15650	s.n.a.	s.n.a.	73
Pompa e altre apparecchiature di processo.	5000	5	15650	28	46	130
	10000	5	31300	35	58	164
Rack di alcune (2-3) tubazioni	1250	3	3900	s.n.a.	s.n.a.	19
	5000	3	15650	s.n.a.	s.n.a.	30

Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

⁶ Il documento di riferimento indica col termine "Stazione Porto" un porto la cui funzione primaria è quella di effettuare il bunkeraggio delle navi e che possiede una capacità di stoccaggio del GNL inferiore a 5000 m³.

Nel dettaglio, per le distanze ad effetto di sovrappressione, è quindi necessario:

- identificare le aree e i loro centri
- valutare i loro volumi e le energie liberate dalla combustione
- scegliere i gradi di severità.

Questo deve essere fatto caso per caso e in base all'ubicazione delle strutture, elemento quest'ultimo ovviamente non noto nel contesto di questo studio.

In pratica, però, quest'ultima osservazione non è molto "limitante" nel caso dei vapori di GNL la cui reattività è "piuttosto bassa", per cui anche gli indici sono limitati. L'esperienza ha dimostrato che le distanze di effetto più "penalizzanti" sono quelle corrispondenti agli effetti termici, dati direttamente dai calcoli di dispersione. Nel resto di questo studio, le gravità dei VCE saranno caratterizzate dalle distanze degli effetti termici associati a questi fenomeni.

f. BLEVE

In modo simile al caso precedente, le BLEVE hanno effetti termici e meccanici per mezzo di onde di sovrappressione (e anche di proiettili). Nel caso delle BLEVE, gli effetti termici sono ancora più spesso preponderanti.

In secondo luogo, non esiste a priori un modello dedicato al caso del GNL e le distanze degli effetti termici sono valutate utilizzando le formule normative per il butano (circolare del 10 maggio 2010 in MEEDDM, 2010). In questo caso si mantiene il butano (tenendo presente che la circolare parla di GPL e si riferisce anche al propano) perché la pressione di taratura delle valvole degli impianti contenenti butano è vicina a quella del GNL.

5.2.2. Distanze d'effetto

Le distanze d'effetto dei fenomeni pericolosi sono registrate nelle seguenti tre tabelle (Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9) dedicate rispettivamente ai getti BLEVE, VCE e getto di fuoco.

Tabella 7: Distanze degli effetti per BLEVE

Numero del caso	Dimensione o volume	Contesto	Massa (t)	Distanze SELS (m)	Distanze SEL (m)	Distanza SEI (m)
1	50 m ³	Caso tipico di un'autocisterna	20	86	130	206
2	110 m ³	Tipico caso di un serbatoio ferroviario o di un serbatoio intermedio	44	125	184	294
3	200 m ³	Tipico caso di stoccaggio in pressione in una stazione Fabbrica o Porto	81	166	240	386
4	1000 m ³	Tipico caso di un deposito pressurizzato ad alta capacità in una stazione Porto	403	354	484	792

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Tabella 8: Distanza ad effetto termico associate a VCE

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensione della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
Pressurizzato	5	65 mm	Tipico caso di una perdita "al 100% di sezione" in un tubo flessibile utilizzato per lo scarico dei camion cisterna	12	30 s	100	Perdite da apparecchiature di trasferimento (tubi flessibili o bracci)
	6			20	"lungo"	123	
	7	80 mm		27	30 s	148	
	8	200 mm		181	30 s	440	
Pressurizzato	9	25 mm	Tipico caso di una perdita chiamata "a sezione del 10%" da una condotta di GNL da 3".	8	30 s	60	Perdite da tubazioni



Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensione della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
	10	Da 66 a 80 mm	Tipico caso di perdite note come: - "a sezione del 10%" da una condotta da 8" di GNL, - "al 100% di sezione" da una condotta con un diametro vicino a 3".	da 27 a 33	"lungo"	da 180 a 210	
	11	150 mm	Tipico caso di perdite di "al 100% di sezione%" da una condotta con un diametro vicino a 6".	118	30 s	290	
	12			118	"lungo"	360	
Pressurizzato	13	50 mm	Tipico caso di trabocco da una singola valvola del serbatoio, in stazioni Fabbrica o Porto.	6	"lungo"	52	
	14	7*67 mm	Tipico caso di trabocco di diverse valvole in una stazione Porto.	60	"lungo"	220	
Non pressurizzato	19	200 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	86	30 s	380	Perdite da bracci di trasferimento, carico o scarico

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensione della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
	20		Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	60	30 s	310	
	21	300 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio più grande utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	434	60 s	860	
	22		Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per caricare una Nave Grande in una stazione Grand Port.	180	60 s	590	
Non pressurizzato	23	66 mm	Tipico caso di perdita di una "sezione del 10%" da una condotta di GNL da 8".	32	"lungo"	175	Perdite dalle tubazioni, con o senza spandimento di contenuto.
	24		Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		30 s	140	

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensione della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
	25	100 mm	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 12".	76	"lungo"	270	
	26		Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		30 s	143	
	27	132mm	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 16".	133	"lungo"	410	
	28		Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		30 s	151	

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Tabella 9: Distanze d'effetto associate ai getti di fuoco

Caso n.	Dimensioni (mm) o circostanze della perdita	Tasso di dispersione (kg/s)	Lunghezza della fiamma (m)	Flusso radiativo medio (kW/m ²)	Distanza SELS (m)	Distanza SEL (m)	Distanza SEI (m)
15	25	5	32	82	49	53	60
16	Portata della pompa	12	47	95	73	80	90
17	66	32	79	83	125	138	155
18	132	133	131	134	215	240	270

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Le distanze di effetto nella

Tabella 9 non sono direttamente associate ad un'apparecchiatura o ad un'operazione come nelle precedenti tabelle (Tabella 7 e Tabella 8). D'altra parte, le dimensioni delle perdite o le portate sono buoni indicatori per valutare (per interpolazione, se necessario) le distanze di effetto per un caso pratico

Nella Tabella 8, dedicata alle distanze di effetto associate ai VCE, c'è una colonna relativa alla durata della perdita, che prende come valori 30 o 60 secondi o "lungo".

Le due durate esplicite (30 e 60 s) corrispondono ai tempi di isolamento delle perdite per mezzo delle misure di gestione del rischio (o MMR).

L'aggettivo "lungo" è usato per tutti i casi di perdite non controllate dalla MMR. Quindi, non vengono forniti ulteriori dettagli ("lunghe" che coprono situazioni che possono essere diverse) in quanto i calcoli mostrano che non appena si osserva una perdita, si forma una nube esplosiva che cresce di dimensioni nel tempo e dopo pochi minuti di solito la dimensione raggiunge il massimo, non crescendo più.

In altre parole, per quanto riguarda la distanza del LIE, che è la distanza desiderata degli effetti, la durata della scarica non ha più alcuna influenza e quindi non viene presa in considerazione nel dettaglio.

Tuttavia, la riduzione della durata della perdita rimane molto importante perché limita necessariamente il tempo critico durante il quale una nube rimane esplosiva, prima di essere diluita abbastanza da diventare non esplosiva.

5.3. Frequenza degli eventi pericolosi

5.3.1. Approccio, ipotesi e riferimenti

a) Il caso della BLEVE

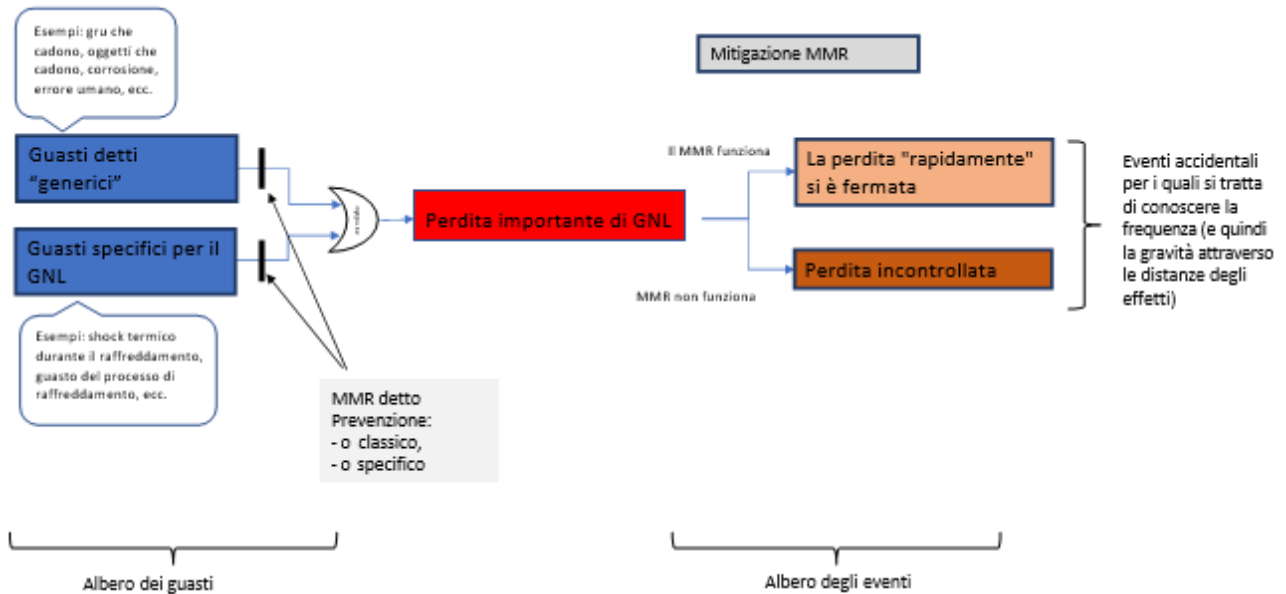
Le frequenze BLEVE saranno valutate per analogia con quanto comunemente accettato per il GPL. A questo proposito, si può fare riferimento a (HSE, 2012) o (Heirman, 2009) per estrarre direttamente una classe di frequenza. Dalla consultazione di queste opere, risulta che le frequenze tra le classi D ed E variano. In sostanza, la classe E è spesso giustificata dalle strutture:

- per le quali è stata effettuata un'analisi del rischio dedicata per dimostrare le frequenze molto basse di guasti o di eventi iniziali in grado di portare ad un BLEVE,
- spesso dotate di mezzi di raffreddamento in caso di incendio (tipico evento di innesco per portare ad un BLEVE)

b) Approccio generale ai casi di perdite

In assenza di banche dati sugli incidenti di GNL (a parte alcuni elementi sparsi discussi di seguito), si può adottare l'approccio presentato nella Figura 25

Figura 25: Avvicinamento generale del nodo a farfalla per determinare le frequenze di dispersione

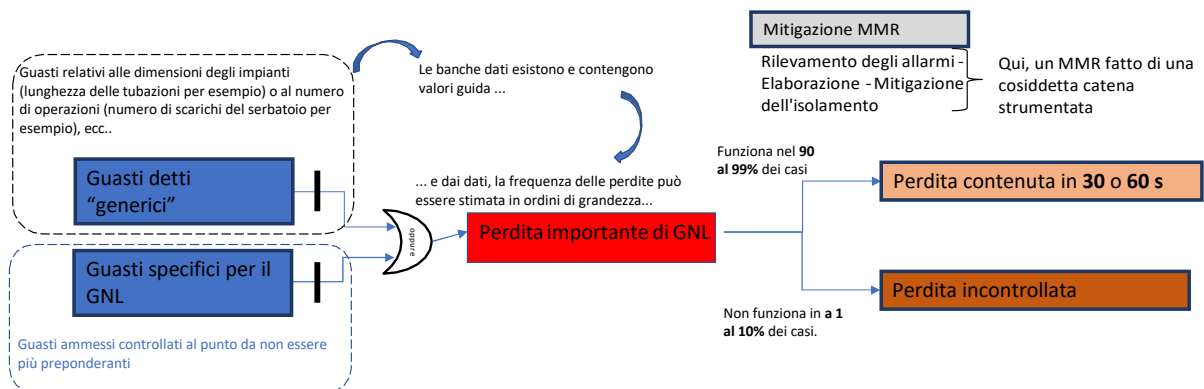


Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Tuttavia, lo sviluppo di questo approccio richiede di espandere l'albero dei guasti a sinistra dell'evento di perdita e anche per sviluppare il cosiddetto albero degli eventi alla sua destra.

Questi sviluppi non sono realizzabili nel contesto di uno studio generico, applicabile in vari luoghi, e senza informazioni esplicite sui mezzi effettivamente attuati. In queste condizioni, vengono effettuate le ipotesi riportate nella Figura 26.

Figura 26: Approccio applicato nel contesto dello studio



Le percentuali di successo del 90-99% del MMR o le percentuali di fallimento dell'1-10% delle sollecitazioni sono indicate come "affidabilità". Il tempo, qui impostato per fermare una perdita, è chiamato "tempo di risposta" della MMR.

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

I dati riportati sul lato sinistro della Figura 26 (lunghezze delle tubazioni, numero di trasferimenti, ecc.) sono specificati qui di seguito.

c) Banche dati di riferimento

I valori guida di frequenza proposti sono tratti da due documenti:

- un documento olandese "Manuale di Riferimento Bevi Valutazione del rischio" (RIVM, 2009),
- un documento HSE del Regno Unito "Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment (HSE, 2012)".

Mentre il RIVM (2009) è un classico riferimento per gli impianti industriali in Francia, tuttavia il documento HSE (2012) presenta importanti informazioni di dettaglio con riferimento a componenti fondamentali relative all'equipment e alle componenti impiegate in questo tipo di sistemi e impianti di bunkering/storage di GNL (braccio, tubo flessibile, pompa, ecc.).

L'impiego di questi due riferimenti è a priori "penalizzante" per i cosiddetti guasti generici nel caso del GNL a causa dei materiali utilizzati (acciaio inossidabile altamente duttile) e delle differenze tecnologiche (serbatoio a doppia parete, ecc.) associate a questo prodotto.

Inoltre, viene utilizzato il feedback di SHELL da parte dei suoi clienti consegnati in GNL con autocisterna (vedi il prossimo §).

La Tabella 10 mostra il database da utilizzare per ogni tipo di apparecchiatura principale.

Tabella 10: Basi di dati

Attrezzatura	(RIVM, 2009)	(HSE, 2012)	Feedback SHELL
Serbatoi	★		
Tubazioni	★		
Pompe	★	★	
Compressori		★	
Braccio su nave/chiatta		★(vedi sotto)	
Flessibile sul veicolo		★	★ (vedi sotto)

Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

(*): valori interpolati da TechnipFMC a partire da valori esplicitamente pubblicati

d) Osservazioni sui casi di tubi flessibili sui veicoli

I valori di frequenza nel documento HSE (2012) sono modulati in funzione della presenza di misure di sicurezza: cunei per veicoli, prove di tenuta, sistema di fuga. Tuttavia, si verifica una frequenza di rottura (sezione 100 %) di $4,10^{-6}$ occorrenza/trasferimento.

Dal canto suo, il feedback dell'esperienza SHELL copre 4.961.400 trasferimenti di tubi flessibili senza

incidenti. Questi trasferimenti devono essere effettuati con tre misure preventive (cunei per ruote, servofreno a mano, prova di tenuta) senza "fuga".

Dall'analisi statistica, SHELL ottiene il seguente valore per la rottura di un tubo flessibile:

- Livello di fiducia = 50% => $F_{ER}^7 = 1.4 \cdot 10^{-7}$ /trasferimento
- Livello di fiducia = 90% => $F_{ER} = 4.7 \cdot 10^{-7}$ /trasferimento

Per questo esempio, viene esplicitamente dimostrato che i valori possono differire di un fattore 10. La ricerca di un ordine di grandezza nella migliore delle ipotesi è quindi già un obiettivo, a volte non facile da raggiungere.

Il valore proposto da SHELL, basato sul feedback dell'esperienza, viene mantenuto.

e) Osservazioni sui casi di bracci per navi e chiatte

In (HSE, 2012), si presume che i bracci siano dotati di un sistema di accoppiamento di rilascio d'emergenza (ERC) con allarme di spostamento. Si presume quindi che questo sistema si guasti con le valvole di isolamento che rimangono aperte.

f) Sintesi delle frequenze di perdita

Di seguito sono riportate le frequenze di dispersione tipiche più utili in questo contesto.

Tabella 11: Frequenze di perdita generiche sulle tubature

Diametro DN	Frequenza di perdita 100 % sezione [33%DN-100%DN]	Frequenza di perdita di falla intermedia 10 % sezione [10%DN-33%DN] (*)
< 75 mm	$1 \cdot 10^{-6}$ /anno.m	$9.6 \cdot 10^{-6}$ /anno.m
da 75 a 150	$3 \cdot 10^{-7}$ /anno.m	$1.3 \cdot 10^{-6}$ /anno.m
> 150 mm	$1 \cdot 10^{-7}$ /anno.m	$7.9 \cdot 10^{-7}$ /anno.m

Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

(*): valori interpolati da TechnipFMC a partire da valori esplicitamente pubblicati.

⁷ F_{ER} per Evento temuto in frequenza.

Tabella 12: Frequenze di perdita generiche su bracci e tubi flessibili

	Frequenza di perdita 100 % sezione (/operazione)	Misure prese in considerazione
Flessibile sul veicolo	$4 \cdot 10^{-7}$ /operazione	2 misure preventive (cuneo,...) + prova di tenuta
Braccio sulla nave	$7 \cdot 10^{-6}$ /operazione	ERC e allarme spostamento

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Le tabelle sopra riportate (Tabella 11 e Tabella 12) mostrano che le frequenze di perdita per ogni operazione sono più alte sui bracci che sui tubi flessibili. Questa osservazione contro-intuitiva deriva dal feedback della Shell sui tubi flessibili (vedi nota in sotto-paragrafo d)), che non è disponibile sui bracci.

g) Influenza dei cosiddetti MMR di mitigazione

In relazione al cosiddetto albero degli eventi si possono citare diversi MMR⁸. Ma di solito è una catena di elementi con:

- un mezzo di rilevamento (ad es. sensori per la presenza di gas naturale nell'aria)
- un mezzo per l'elaborazione degli allarmi (automa di sicurezza),
- un mezzo per ridurre le conseguenze (in questo caso, l'isolamento delle perdite per mezzo di valvole di sicurezza).

In secondo luogo, un MMR è caratterizzato da affidabilità e un tempo di risposta. Questi due elementi sono esplicitamente mostrati nella Figura 26 di cui sopra.

Nel contesto dello studio, è stato ammesso:

- un'affidabilità tra 10^{-1} o $<10^{-1}$ (ma non $<10^{-2}$) con alcune riserve spiegate di seguito,
- tempi di risposta che vanno da 30 s (nel caso degli impianti più piccoli) a 60 s (nel caso degli impianti più grandi); questo tempo di risposta dipende dal tempo cumulativo necessario per rilevare, elaborare e chiudere le valvole (è implicitamente accettato che la chiusura delle valvole su grandi tubazioni richiede più tempo).

h) Probabilità di accensione

Le probabilità di accensione di una fuga di gas sono indicate nella Tabella 13. Questi valori si riferiscono all'accensione ritardata di perdite di breve (<30 s) e lunga durata (>30 s) e possono essere derivati da (Flaw, 2015).

⁸ MMR per misure di mitigazione del rischio

Tabella 13: Probabilità di accensione

	Zona ATEX (inclusa stazione di scarico)	Zona non ATEX con basso traffico (dentro e fuori dal sito)	Altre zone non ATEX
Perdite a breve termine (<30 s)	0,1	0,1	1
Perdite a lungo termine (>30 s)	0,1	1	1

Fonte: CCIVAR, 2020 (“Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali”)

Nel caso di perdite di GNL, dato che le fuoriuscite sono di almeno 30 s e dato che l'evaporazione del liquido sul terreno (o sull'acqua) può continuare anche dopo che la perdita è stata arrestata, sembra che si debba mantenere una probabilità di 1, nel contesto.

5.3.2. Frequenza degli eventi pericolosi

Le frequenze di ogni fenomeno pericoloso finora considerato sono riportate nella Tabella 14.

Tabella 14: Frequenze dei fenomeni pericolosi

Condizioni	Fen. / Ev. pericoloso	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
Pressurizzato	BLEVE	1	Autocisterna	Cisterna portatile	no	D/E
		2	Cisterna ferroviaria o cisterna di dimensioni intermedie	Cisterna portatile		D/E
		3	Stoccaggio pressurizzato in stazione Fabbrica o Porto	Capacità fissa		D/E
		4	Stoccaggio pressurizzato ad alta capacità nella stazione Porto	Capacità fissa		D/E
Pressurizzato	VCE	5	Perdita "al 100% di sezione" in un tubo flessibile da 65 mm utilizzato per lo scarico dei camion cisterna	200 operazioni per turno con 5 turni di solito	Funzione nominale Perdita di 30 s	C/D
		6			Anomalia Fuoriuscita "lunga"	D/E

Condizioni	Fen. / Ev. pericoloso	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		7	Perdite "al 100% di sezione" di un tubo flessibile da 80 mm durante lo scarico di petroliere in una stazione Porto	Come sopra	Funzione nominale Perdita di 30 s	C/D
		8	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Porto	Da 10 a 50 operazioni all'anno	Funzione nominale Perdita di 30 s	C/D
Pressurizzato	VCE	9	Perdita nota come "a sezione del 10%" di una perdita da una condotta di GNL da 3".	Lunghezza di poche decine di metri al massimo	Funzione nominale Perdita di 30 s	D



Condizioni	Fen. / Ev. pericoloso	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		10	Perdite note come: - "a sezione del 10%" da un lungo gasdotto GNL da 8" - "al 100% di sezione" da un tubo corto con un diametro di circa 3" (tubazioni di processo)	Da 100 a 500 m di lunghezza per un tubo da 8" Diverse decine di metri per un tubo da 3"	Anomalia: Fuoriuscita "lunga"	C / D D / E
		11	Perdite "al 100% di sezione" da una condotta con un diametro di circa 6" (condotte di processo).	Diverse decine di metri	Funzione nominale Perdita di 30s	D / E
		12			Anomalia Fuoriuscita "lunga"	E
Pressurizzato	VCE	13	Fuoriuscita da una valvola di un singolo serbatoio, in stazioni Fabbrica o Porto.	Questi casi dipendono dalle frequenze di trasferimento ma anche dai mezzi di sicurezza sui livelli del liquido nel serbatoio (considerato difettoso di fronte).	Anomalia Fuoriuscita "lunga"	B / C
		14	Fuoriuscita da diverse valvole nella stazione Porto.			D, di solito



Interreg



MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

TDI RETE-GNL

Condizioni	Fen. / Ev. pericoloso	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
Pressurizzato	Getto di fuoco	15	Flusso di 5 kg/s da una falla di 25 mm	Tutti questi casi dipendono dalla sezione, dalla sede della perdita.	Funzione nominale	C, di solito
		16	Flusso di 12 kg/s da una falla dello scarico della pompa			C, di solito
		17	Flusso di 32 kg/s da una falla di 66 mm			D, di solito
		18	Flusso di 133 kg/s da una falla di 132 mm			E, di solito
Non pressurizzato	VCE	19	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	Da 10 a 50 operazioni all'anno	Funzione nominale Perdita di 30 s	C / D

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.4.2 "Database incidenti e rischi"

Condizioni	Fen. / Ev. pericoloso	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		20	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	Ordine di grandezza del centinaio di bunkeraggi per turno/anno (tenendo conto del traffico Traghetto/Ro Ro e Lo Lo)	Funzione nominale Perdita di 30 s	C
		21	Perdita "al 100% di sezione" in un braccio più grande usato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	Da 10 a 50 operazioni all'anno	Funzione nominale Perdita di 60 s	C / D
		22	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per caricare un'imbarcazione di tipo Nave Grande in una stazione Grand Port.	Tipicamente 5 operazioni / anno	Funzione nominale Perdita di 60 s	D

Condizioni	Fen. / Ev. pericoloso	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
Non pressurizzato	VCE	23	Tipico caso di perdita detta "a sezione del 10%" da una condotta di GNL da 8".	Da 100 a 500 m di lunghezza di tubazioni di trasferimento	Anomalia	D
					Fuoriuscita "lunga"	
		24	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		Funzione nominale	C / D
					Perdita di 30 s	
		25	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 12".		Anomalia	D
					Fuoriuscita "lunga"	
26	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	Funzione nominale	C / D			
		Perdita di 60 s				
		27	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 16".	Anomalia	D	
				Fuoriuscita "lunga"		
		28	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	Funzione nominale	C / D	
				Perdita di 60 s		

Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

Oltre alle informazioni già registrate nella Tabella 14, vanno considerate anche le seguenti osservazioni.

1. Le frequenze BLEVE sono indicate come intervalli che vanno dalla classe D a quella contrassegnata come E (cioè, 10^{-5} oc./anno in ordine di grandezza o meno). Le classi fornite in grassetto sono quelle più comunemente utilizzate negli studi con l'esperienza dell'autore. Le BLEVE di capacità mobile emergono come a priori più frequenti (anche se va ricordato che nel caso specifico del GNL, il feedback dell'esperienza reale rimane insignificante) perché sono considerate più esposte al rischio di incendio nelle vicinanze.
2. Le altre frequenze sono espresse con intervalli perché le loro valutazioni dipendono da:
 - lunghezza del tubo,
 - una serie di operazioni di trasferimento che sono a loro volta dati stimati utilizzando intervalli approssimativi.

Spetta poi all'utilizzatore del sistema di codifiche sopra richiamato scegliere una classe di frequenza piuttosto che un'altra, confrontando i dati relativi al caso oggetto di studio con le indicazioni fornite nella quinta colonna della Tabella 14.

3. Inoltre, è esplicitamente indicato nella sesta colonna della Tabella 14, se un MMR, ossia una misura di mitigazione del rischio, è presa in considerazione o meno. Come ricordato nel precedente sottocapitolo o visibile in Figura 26, una perdita "lunga", per esempio, sarà osservata solo se:
 - si verifica l'evento "Perdita" accidentale (la frequenza dipende dai dati relativi alla lunghezza dei tubi, alle operazioni, ecc.)

AND

- se la MMR di mitigazione non sarà operativa per fermare rapidamente la perdita.

Il logico "AND" citato sopra implica una riduzione della frequenza delle perdite "lunghe".

In queste condizioni, molte frequenze possono essere ridotte fornendo un MMR. Inoltre, anche le frequenze che sono state ridotte a causa di un MMR potrebbero essere ulteriormente ridotte con un secondo MMR (indipendentemente dal primo 1)

Le frequenze citate nella Tabella 14 possono quindi essere modulate in base ai MMR effettivamente previsti.

4. In alcuni casi, l'aggiunta di un MMR può ridurre una frequenza (di nuovo una perdita "lunga"). Tuttavia, il guadagno su una distanza di effetto può essere relativamente piccolo o almeno stimato come tale. Questo aiuta a spiegare in questa fase del documento perché alcuni scenari di incidente sono stati considerati con e senza MMR: per fornire una guida al lettore.
5. Si ricorda che le probabilità di accensione sono state prese ovunque pari a 1. Si tratta di un'ipotesi ragionevole alla luce delle (maggiori) perdite considerate. Tuttavia, è per natura eccessiva e lo sarebbe ancora di più se si mantenessero basse le perdite di flusso.

6. Infine, in alcune normative⁹, si può assegnare un diametro massimo alle perdite più grandi. Questo diametro può essere inferiore ai diametri di perdita più grandi considerati in questo documento. Pertanto, viene fornita una casistica, ma senza pregiudicare le scelte da effettuare per mantenere o meno determinati casi, anche in base alla normativa.

5.4. Sintesi del rischio

Le distanze d'effetto e le frequenze dei fenomeni pericolosi sono raggruppate nella Tabella 15.

⁹ In Francia, un gasdotto interrato, considerato come un gasdotto di trasmissione, sarà associato a rischi di perdite importanti a causa di una falla di 70 mm in assenza di movimenti prevedibili del terreno. Per le tubazioni aeree, incorporate in un ICPE, il diametro di perdita maggiore sarà generalmente molto più grande.

Tabella 15: I rischi associati ad ogni casistica

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
Pressurizzato	BLEVE	1	Autocisterna	86	130	206	D/E
		2	Cisterna ferroviaria o cisterna di dimensioni intermedie	125	184	294	D/E
		3	Stoccaggio pressurizzato in stazione Fabbrica o Porto	166	240	386	D/E
		4	Stoccaggio pressurizzato ad alta capacità nella stazione Porto	354	484	792	D/E
Pressurizzato	VCE	5	Perdita "al 100% di sezione" in un tubo flessibile da 65 mm utilizzato per lo scarico dei camion cisterna	100	110	C/D	
		6	Perdite "al 100% di sezione" di un tubo flessibile da 80 mm durante lo scarico di petroliere in una stazione Porto	123	135	D/E	
		7	Perdite "al 100% di sezione" di un tubo flessibile da 80 mm durante lo scarico di petroliere in una stazione Porto	148	163	C/D	

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
		8	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Porto		440	484	C/D
		9	Perdita nota come "al 10% di sezione" di una perdita da un gasdotto GNL da 3".		60	66	D
		10	Perdite: - "a sezione del 10" da un lungo gasdotto GNL da 8", - "al 100% di sezione" da un tubo corto con un diametro di circa 3" (tubazioni di processo)		da 180 a 210	da 200 a 230	- C / D - D / E
		11	Perdite "al 100% di sezione" di un tubo con un diametro di circa 6" (condotte di processo).		290	319	D/E
		12			360	396	E

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.4.2 "Database incidenti e rischi"

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
		13	Fuoriuscita da una valvola di un singolo serbatoio, in stazioni Fabbrica o Porto.	52		57	B -C
		14	Fuoriuscita da diverse valvole nella stazione Porto.	220		242	D, di solito
Pressurizzato	Getto di fuoco	15	Flusso di 5 kg/s da una falla di 25 mm	49	53	60	C, di solito
		16	Flusso di 12 kg/s da una falla dello scarico della pompa	73	80	90	C, di solito
		17	Flusso di 32 kg/s da una falla di 66 mm	125	138	155	D, di solito
		18	Flusso di 133 kg/s da una falla di 132 mm	215	240	270	E, di solito
Non pressurizzato	VCE	19	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	380		418	C / D
		20	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	310		340	C

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
		21	Perdita "al 100% di sezione" in un braccio più grande usato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	860		946	C / D
		22	Perdita "al 100% di sezione" di un braccio utilizzato per caricare un'imbarcazione di tipo Grande Nave in una stazione Grand Port.	590		649	D
		23	Tipico caso di perdita detta "a sezione del 10%" da una condotta di GNL da 8".	175		192	D
		24	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	140		154	C / D
		25	Come sopra, tranne per il fatto che questa è una condotta da 12".	270		297	D
		26	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	143		157	C / D
		27	Come sopra, tranne per il fatto che questa è una condotta da 16".	410		451	D
		28	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	151		166	C / D




Fonte: CCIVAR, 2020 ("Lotto 3 – Analisi dei rischi degli impianti GNL nelle aree portuali")

ALLEGATO 1

LOTTO 3 - ANALISI DEI RISCHI DEGLI IMPIANTI GNL NELLE AREE PORTUALI

- Rapporto T2.4.1: Classificazione e revisione dei diversi tipi di rischi associati alla costruzione di impianti GNL nelle aree portuali.
- Rapporto T2.4.2: Database di eventi definibili come "incidenti" o "rischi" che si verificano negli impianti GNL nelle aree portuali.
- Rapporto T2.4.4: Buone pratiche per ridurre i rischi e gli impatti del GNL.

CCI del VAR

Rev	Data GG/MM/A AAAA	OGGETTO	REDAZIONE (nome e visto)	VERIFICA (nome e visto)	APPROVAZIONE (nome e visto)
1	05/03/2020	Edizione iniziale completa	 Yves Mouilleau <small>Written By</small> 2020.03.20 18:20:06 +01'00'	 Delphine Cahelo <small>Checked By</small> 2020.03.23 07:57:54 +01'00'	 Michele Normand <small>Approved By</small> 2020.03.23 12:27:08 +01'00'
0	26/02//2020	Edizione iniziale senza i capitoli 6 e 7	Y. MOUILLEAU	D. CAHELO-ROUX	M. NORMAND

REVISIONI DI DOCUMENTI

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE.....	5
1.1	Scopo e contesto generale.....	5
1.2	Scopo e contesto specifici.....	5
1.3	Cronologia	6
1.4	Contenuto	7
2	IL PORTO DI TOLONE	8
2.1	Generale.....	8
2.2	Siti principali.....	8
2.3	Ambiente del sito.....	13
3	INSTALLAZIONI TIPICHE	16
3.1	Ipotesi e dati generali sul traffico GNL	16
3.2	Flusso-Pressione - Temperatura - Condizioni di temperatura - Dimensioni tipiche.....	18
3.2.1	Generale	18
3.2.2	Stazione Fabbrica.....	20
3.2.3	Stazione Porto	21
3.2.4	Stazione Grand Port	22
4	CLASSIFICAZIONE E REVISIONE DEI DIVERSI TIPI DI RISCHIO.....	23
4.1	Pericoli associati al prodotto.....	23
4.1.1	Generale	23
4.1.2	Composizioni	23
4.1.3	Proprietà fisiche	25
4.1.4	Infiammabilità e combustione.....	27
4.1.5	Fraasi di rischio.....	32
4.2	Pericoli di processo.....	33
4.2.1	Pericoli associati ai trasferimenti	33
4.2.2	Stoccaggio sotto pressione.....	34
4.2.3	Stoccaggio Non pressurizzato.....	35
4.3	Pericoli ambientali.....	37
4.3.1	Pericoli dovuti a condizioni naturali	37
4.3.2	Pericoli legati alle attività antropiche	38
4.4	Incidentologia.....	39
4.5	In sintesi	43
5	CARATTERIZZAZIONE DEL RISCHIO.....	51
5.1	Generale.....	51

5.2 Gravità dei fenomeni pericolosi	55
5.2.1 Ipotesi e approccio di calcolo	55
5.2.2 Distanze d'effetto	60
5.3 Frequenza degli eventi pericolosi.....	68
5.3.1 Approccio, ipotesi e riferimenti	68
5.3.2 Frequenza degli eventi pericolosi	75
5.4 Sintesi del rischio	84
6 RACCOMANDAZIONI DI BUONA PRATICA	89
6.1 Generale.....	89
6.2 Norme generali di sicurezza	89
6.3 Stoccaggio e linee collegate	90
6.3.1 Regole di progettazione	90
6.3.2 Linee di collegamento di stoccaggio a pressione.....	90
6.3.3 Linee di collegamento per magazzini non pressurizzati	91
6.4 Catena di sicurezza / mmr chiamato strumentato	91
6.4.1 Presentazione generale.....	91
6.4.2 Proprietà.....	92
6.5 Rilevazione.....	93
6.5.1 Generale	93
6.5.2 Rilevamento/misurazione del livello	94
6.5.4 Rilevamento/misurazione della pressione.....	95
6.5.6 Rilevamento/misurazione della temperatura.....	96
6.5.7 Rilevamento/misurazione LTD.....	96
6.5.8 Rilevamento di perdite e incendi	96
6.6 Trattamento	98
6.6.1 Generale	98
6.6.2 Trattamento degli eventi accidentali delle navi cisterna per GNL	99
6.7 Sistemi di azione d'emergenza	100
6.7.1 Generale	100
6.7.2 Organi di isolamento.....	100
6.7.3 Dispositivi di controllo in caso di alta pressione	101
6.7.4 Dispositivi di controllo a bassa pressione	102

6.8 Sistemi di raccolta dello sfiato	102
6.9 Sistemi di raccolta delle perdite	104
6.9.1 Funzioni e obiettivi	104
6.9.3 Aree di recupero.....	105
6.9.4 Capacità di contenimento.....	105
6.10 Sistema di protezione antincendio.....	106
6.11 Effetti domino	109
7 CONCLUSIONI -SOMMARIO	110
8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	111

1 INTRODUZIONE

1.1 SCOPO E CONTESTO GENERALE

La Camera di Commercio e Industria (o CCI) del VAR fa parte del programma "Marittimo-Interreg Italia-Francia 2014-2020". Si tratta di un programma transfrontaliero cofinanziato dal Fondo europeo di sviluppo regionale (FEDER), fino all'85%, nell'ambito dell'obiettivo Cooperazione territoriale europea (CTE).

Per affrontare la transizione energetica, il programma Marittimo ha avviato diversi progetti relativi al GNL (Gas Naturale Liquefatto) utilizzato come combustibile marino. Uno di questi progetti, noto con l'acronimo TDI-RETE GNL, mira a definire standard tecnologici e procedure comuni per il bunkeraggio del GNL.

Per raggiungere questo obiettivo, la Camera di Commercio e Industria del Var ha definito le sue esigenze di servizio in 6 lotti, il cui contenuto non sarà dettagliato in questo documento, ad eccezione del lotto 3.

Il lotto 3 è l'oggetto di questo documento. È dedicato allo studio dei rischi associati alle diverse installazioni e operazioni, che coinvolgono il GNL, nei porti come quello di Tolone.

1.2 SCOPO E CONTESTO SPECIFICI

Al di là degli elementi generali di cui sopra, più specificamente, è previsto nel lotto 3:

- classificazioni e revisioni dei diversi tipi di rischi associati alla costruzione di impianti GNL nelle aree portuali,
- la creazione di una banca dati di eventi definibili come "incidenti" o "rischi" che si verificano negli impianti di GNL nelle aree portuali,
- e la definizione di buone pratiche per la riduzione dei rischi associati al GNL.

Inoltre, è importante ricordare che l'identificazione, l'analisi e la quantificazione dei rischi saranno effettuate in modo tale che:

- generale in quanto lo studio riguarda tutti i porti partner dell'area di cooperazione (Corsica, il dipartimento del Var, le regioni Liguria e Toscana e la Sardegna),

- o più specifico per integrare gli elementi caratteristici del porto di Tolone, che è un porto militare.

In base agli scenari che saranno selezionati in ogni porto, gli impianti e le operazioni da considerare sono i seguenti:

- 1- lo scalo di una nave metaniera nel porto senza operazioni di bunkeraggio,
- 2- il rifornimento di una nave metaniera nel porto:
 - autotrasportato
 - con chiatta galleggiante
 - in nave bunker
- 3- l'installazione e l'uso di un gruppo elettrogeno alimentato a GNL per elettrificare una nave in banchina,
- 4- l'allestimento di un'area di carico/scarico/magazzinaggio per container GNL,
- 5- la creazione di un sito di stoccaggio di GNL,
- 6- o un cantiere navale che ospita una nave metaniera,
- 7- o una stazione di servizio per autocarri a GNL.

1.3 CRONOLOGIA

Questo documento è il seguito di:

- la consultazione per una "Missione di studio tecnico e normativo (fase II) per la realizzazione di un'industria del GNL nelle aree portuali e marittime nell'ambito del programma europeo MARITTIMO",
- l'offerta TechnipFMC di riferimento *022301S014-COM-HSED-2280-2* del 02/09/2019 rispondendo esclusivamente al lotto 3 della suddetta gara,
- l'atto di impegno sottoscritto da entrambe le parti, ricevuto in data 10/09/2019,
- e l'edizione di questo rapporto in revisione 0.

1.4 CONTENUTO

Oltre a questa introduzione e conclusione, la presente relazione contiene cinque capitoli principali, vale a dire:

- una presentazione della situazione del porto di Tolone, che funge da supporto allo studio,
- una discussione sulle possibili strutture tipiche,
- poi, 3 capitoli, dedicati agli obiettivi di cui sopra, riguardanti le tipologie di rischi da considerare dopo l'installazione di impianti GNL, la caratterizzazione di questi rischi e le buone pratiche da privilegiare.

2 IL PORTO DI TOLONE

2.1 GENERALE

Il porto di Tolone funge da "base" per lo studio, permettendo di identificare le operazioni e gli impianti tipici quando il GNL viene utilizzato come combustibile. È inoltre rappresentativo di una situazione pratica in cui le attività legate al GNL devono essere intraprese in modo compatibile con le attività "sensibili" vicine, corrispondenti qui alle attività del porto militare. In altri porti, le attività sensibili vicine potrebbero essere diverse ma esistono ancora e dovrebbero essere prese in considerazione.

Di seguito sono presentati i principali siti del porto di Tolone. Poi, l'ambiente dei siti è brevemente descritto.

2.2 SITI PRINCIPALI

I principali siti, oggetti di studio, sono:

- il terminale di Brégaillon,
- il molo delle armi,
- e il porto di Tolone Costa Azzurra, designato con l'acronimo TCA

Il porto di Brégaillon-La Seyne ha 2 terminali.

Il terminale di Brégaillon è uno di questi terminali. Viene utilizzato principalmente per:

- container, camion, rimorchi, pezzi di ricambio, ecc.
- o rinfuse (materiali come sabbia, silicati, sale, ecc.)

Su questo terminale vengono utilizzate le 2 tecniche di trasferimento merci note come Ro-Ro¹ e Lo-Lo². Per estensione, queste tecniche possono anche riferirsi alle imbarcazioni in cui

¹ Dall'inglese "Roll-On" e "Roll-Off" che significano letteralmente "rotolare dentro, rotolare fuori".

² Dall'inglese "Lift-On" e "Lift-Off" si riferiscono a carichi verticali che utilizzano gru.

vengono utilizzate. Nella figura seguente è riportata una rappresentazione del terminale e delle aree circostanti.



Figura1: Il terminale di Brégaillon (figura presa da www.portsradetoulon.com)

Il molo delle armi è l'altro terminal del porto di Brégaillon-La Seyne. Viene utilizzato per le navi più grandi e, in quanto tale, è in grado di accogliere le navi da crociera più grandi.

I 2 terminali (molo delle armi e terminale di Brégaillon) sono mostrati insieme nella figura seguente (presa dalla stessa fonte della figura precedente).



Figura 2 : Il terminal di Brégaillon e il molo delle armi del porto di Brégaillon-La Seyne

Una vista aerea del porto di Toulon Cote d'Azur è presentata nella seguente figura.



Figura 3 : Il porto di Tolone Costa Azzurra e i suoi dintorni

Questo porto dispone di banchine per traghetti che trasportano tra 1,5 e 2 milioni di passeggeri all'anno verso diverse isole del Mediterraneo.

La figura seguente mostra una vista aerea per localizzare i 3 siti. I 3 siti descritti sono contrassegnati da 1 a 3 nella legenda. I siti contrassegnati da 4 a 9 sono i porti turistici.



Attività relative al trasporto di merci o persone

- 1 - Terminal passeggeri Toulon Cote d'Azur | *Traghetto, Crociera*
- 2 - Brégaillon Terminal La Seyne sur Mer | *Trasporto RoRo, trasporto convenzionale (merci, RoRo, veicoli nuovi, alla rinfusa, colli pesanti, colli speciali)*
- 3 - Terminal Crociere La Seyne Môle d'Arment | *Crociera*

Attività ricreative

- 4 - Porto di Tolone Vieille Darse
- 5 - Porto di Tolone Darse Nord
- 6 - Port Saint Louis du Mourillon
- 7 - Porto di La Seyne sur Mer
- 8 - Porto di Saint Mandrier
- 9 - Port du Niel

Figura 4 : Vista aerea che mostra i diversi siti menzionati

Oltre ai siti principali (porto di Brégaillon, molo delle armi e TCA), va menzionato anche Monaco Marine, che corrisponde al cantiere navale a cui possono essere inviate le navi che utilizzano GNL come combustibile.

Questo cantiere si trova nella figura seguente.



Figura 5 : Posizione approssimativa del sito di Monaco Marine

2.3 AMBIENTE DEL SITO

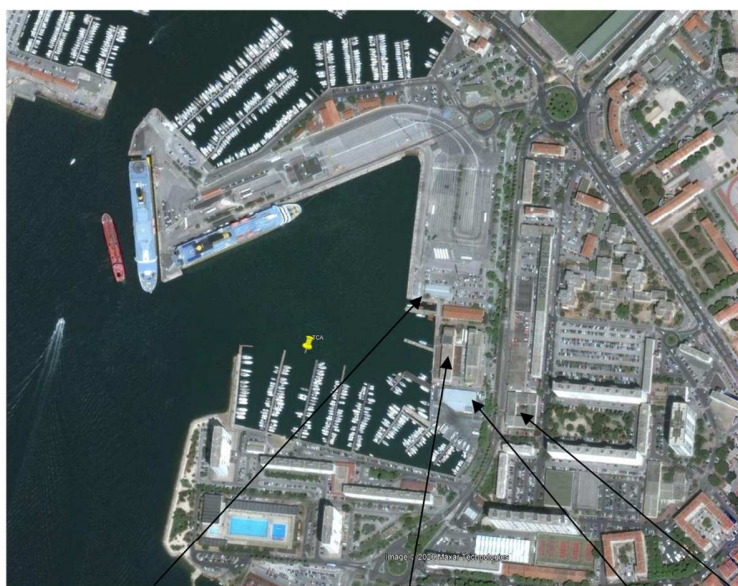
Per quanto riguarda l'ambiente dei siti, vanno probabilmente osservati i seguenti elementi che corrispondono a:

- elementi da proteggere,
- o siti, che sono a loro volta potenziali siti di incidenti che potrebbero avere un impatto su un impianto contenente GNL,
- o ad entrambe le descrizioni sopra riportate contemporaneamente.

La figura seguente mostra gli elementi tipici come elementi da proteggere.

Alla Base Navale

Al municipio di Tolone



Capitaneria di porto

DDTM du Var e DML (Delegazione per il mare e le coste)

PCM (Palais du Commerce et de la Mer) considerato come il primo punto di emergenza con accesso in barca e in elicottero.

Centro di soccorso dei Vigili del Fuoco e dei soccorsi

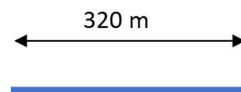


Figura 6 : Elementi tipici da proteggere intorno al terminale TCA

Gli elementi tipici come gli elementi da proteggere o i potenziali incidenti che potrebbero avere un impatto su un impianto GNL sono presentati nelle figure seguenti.

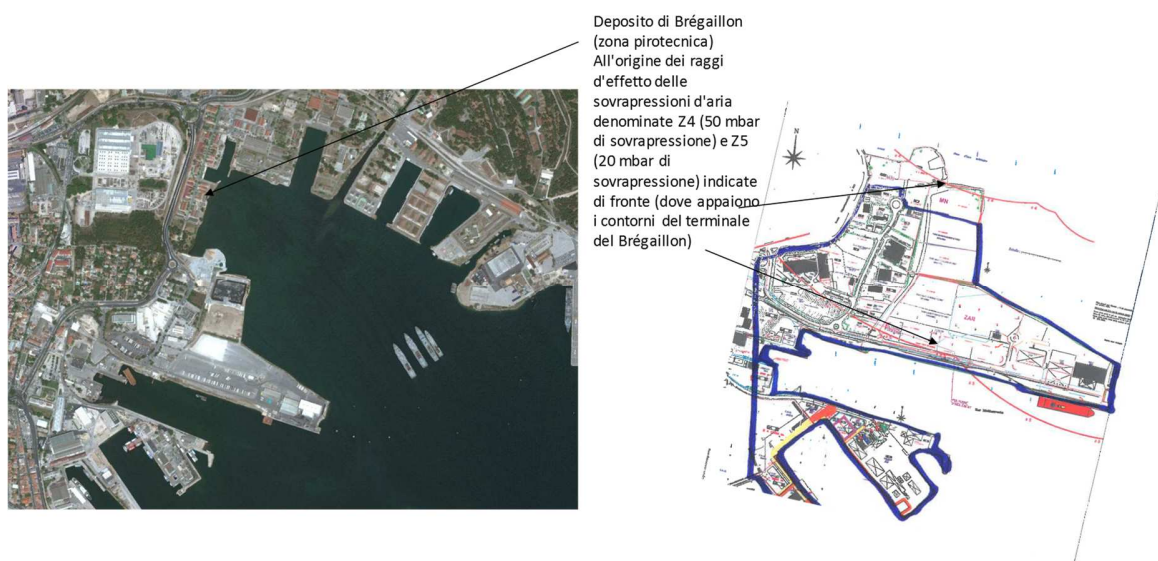


Figura 7 : Terminale e deposito di Brégaillon

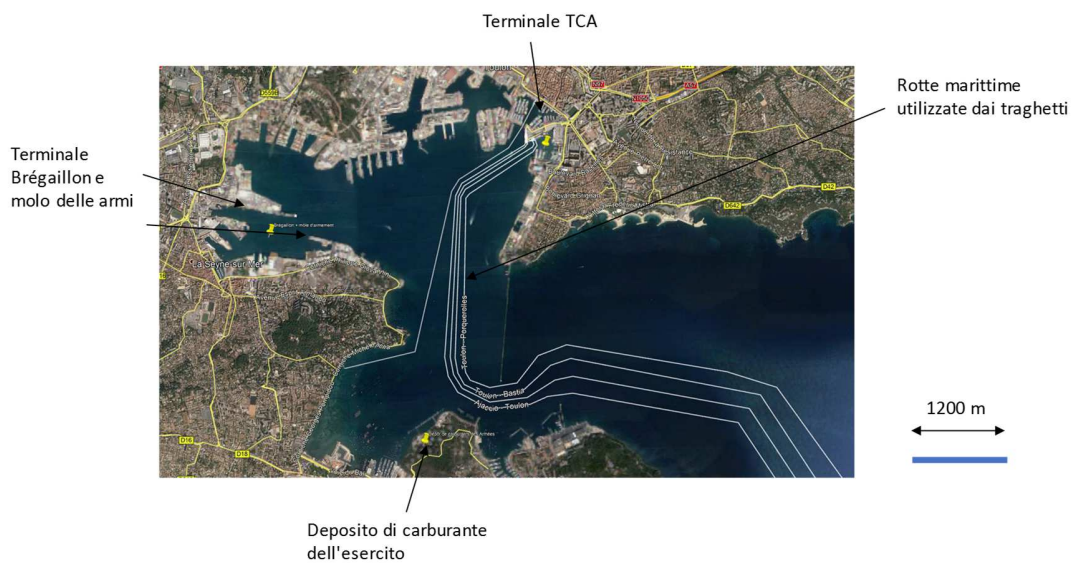


Figura 8 : Deposito di carburante dell'esercito e rotte dei traghetti

3 INSTALLAZIONI TIPICHE

3.1 IPOTESI E DATI GENERALI SUL TRAFFICO GNL

Le installazioni e le operazioni da considerare menzionate al punto 1.2 sono riportate nella figura seguente con alcuni collegamenti funzionali.

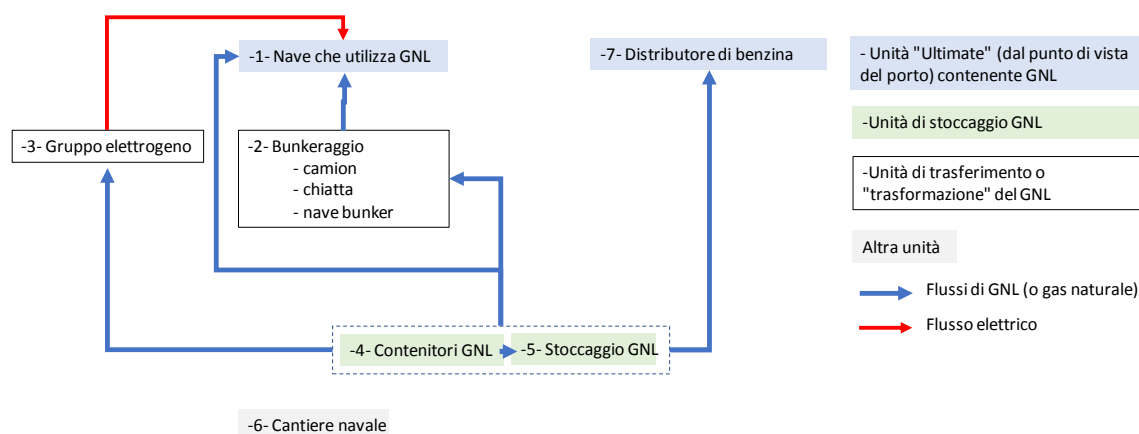


Figura 9 : Strutture e operazioni da considerare

Le informazioni della figura precedente sono molto qualitative e non devono essere considerate in senso stretto perché gli schemi logistici non sono definiti. Come esempio:

- le operazioni di bunkeraggio possono essere effettuate tramite camion, che possono essere a loro volta caricati fuori dal porto di Tolone,
- potrebbero anche essere realizzati, a partire da chiatte galleggianti (elencate come -2- unità), che potrebbero essere efficacemente utilizzate anche come deposito (-5- unità).

Secondo i diagrammi impostati la rappresentazione nella figura precedente potrebbe quindi essere riveduta/semplificata.

Poi, va notato che nella figura precedente, i mezzi appaiono in pratica come dedicati alle 2 cosiddette unità "ultime" che sono:

- navi che utilizzano GNL come combustibile (unità -1-) che devono essere rifornite (attraverso le unità -2-, -4- o -5-) o alimentate con elettricità (attraverso l'unità -3-),
- o una o più stazioni di servizio per autocarri pesanti (a GN) (unità -7-).

In questo contesto, il GNL può provenire dallo stoccaggio (unità -5-) ma l'approvvigionamento di questo stoccaggio, così com'è, proviene solo dallo scarico dei container³ (unità -4-). Come si vedrà in seguito, visti i flussi in gioco, potrebbe essere necessario prendere in considerazione altri mezzi di approvvigionamento.

La Camera di Commercio e Industria del Var (CCI) ha fornito le informazioni riportate nella seguente tabella.

Tipo di nave (-)	Volume di GNL per nave (m ³)	N. di forniture (-/ anno)	Totali (m ³ /anno)
Traghetto	500	230	115000
Ro-Ro o Lo-Lo	500	160	80000
Grande nave da crociera	3000	5	15000
			210000

Tabella 1: Traffico GNL stimato dalla CCI del Var

La tabella precedente, infatti, non include tutti i flussi che potrebbero essere richiesti dall'utilizzo di generatori di energia elettrica o che si osserverebbero in presenza di una stazione di servizio per automezzi pesanti. Si accetta, tuttavia, che il traffico elencato nella tabella precedente dia ordini di grandezza adeguati.

³ Questi contenitori possono in realtà costituire anche un deposito da svuotare alle navi.

In secondo luogo, non vi sono indicazioni in quanto tali sulla fornitura di (possibili) unità di stoccaggio nel porto stesso:

- questo potrebbe riguardare un piccolo volume se le navi che richiedono GNL sono principalmente bunkerate da un bunker di un altro porto,
- o essere distribuiti tra navi o autocisterne, ad esempio, scaricando il loro contenuto in serbatoi di stoccaggio (che saranno a loro volta trasferiti alle navi richiedenti).

L'incertezza di cui sopra spiega gli intervalli nel numero di navi metaniere o di operazioni di scarico di navi cisterna portatili considerate più avanti nella presente relazione.

3.2 FLUSSO-PRESSIONE - TEMPERATURA - CONDIZIONI DI TEMPERATURA - DIMENSIONI TIPICHE

3.2.1 Generale

Oltre ai grandi terminali GNL (attualmente 4 in Francia), il GNL può essere ottenuto da:

- capacità mobili come le attrezzature menzionate nell'unità -2- (bunkeraggio), che possono provenire da un porto vicino a Tolone,
- capacità trasportabili come i contenitori menzionati nell'unità -4-, disposti su un'area,
- o, infine, le cosiddette stazioni satellitari corrispondenti allo stoccaggio di GNL, citate nell'unità -5-.

È opportuno considerare le cosiddette stazioni satellitari come supporto per descrivere le diverse installazioni.

Fondamentalmente, ci sono 3 tipi di stazioni secondo il "diagramma logistico" utilizzato, come mostrato nella seguente tabella.

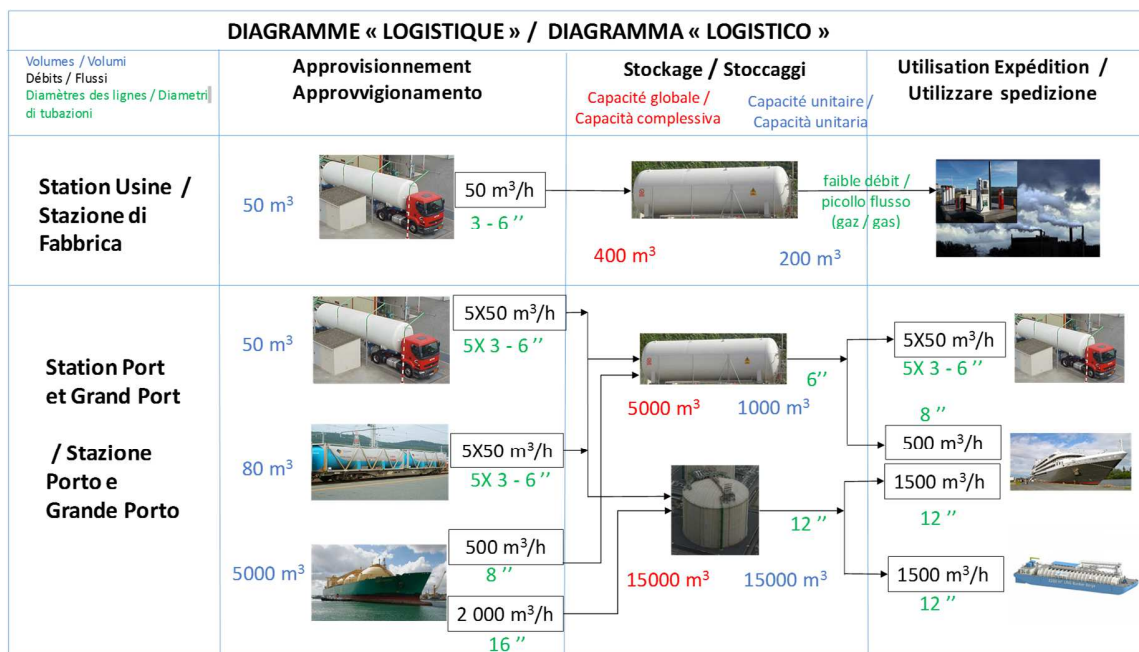


Tabella2: Le diverse stazioni satellitari GNL secondo la "logistica" da soddisfare

Nella tabella precedente sono forniti vari elementi tipici corrispondenti:

- attrezzature (principalmente serbatoi o serbatoi portatili),
- dimensioni (volumi, diametro della condotta, ecc.),
- e addebiti.

Questi elementi saranno sfruttati in seguito. Ulteriori dettagli sono forniti anche nei seguenti sottocapitoli. Ricordiamo che queste informazioni provengono dall'esperienza di TechnipFMC come ingegnere, ma anche dagli scambi con l'AFG (Associazione francese del gas).

3.2.2 Stazione Fabbrica

La funzione primaria di una stazione "Fabbrica" è quella di consentire una fornitura continua di Gas Naturale ad una fabbrica (da cui il suo nome), un operatore industriale, situata in una zona o regione non dotata di una rete di trasporto o distribuzione di gas soddisfacente.

Non esiste una vera e propria applicazione di questo tipo nel caso del porto di Tolone, se non per notare che il collegamento tra:

- ad es. contenitori per GNL (unità -4-),
- e uno o più gruppi elettrogeni

può essere finalmente paragonabile a quello che si osserva per una stazione fabbrica.

Quindi, sempre in termini di corrispondenza tra il porto e una generica stazione "Fabbrica", si possono notare le seguenti principali funzionalità:

- una stazione di scarico di una nave cisterna per GNL (non mostrata in Figura 6, ma che è "potenziale"),
- un deposito di GNL (unità -5-),
- delle apparecchiature di controllo della pressione (vaporizzatore/sfogo),
- pompe di estrazione (opzionale),
- attrezzatura per la vaporizzazione del GNL,
- una Stazione di Odorizzazione del Gas (opzionale),
- un'unità di regolazione della pressione del gas,
- una stazione di misurazione fiscale del gas (opzionale),
- e le unità di controllo/sicurezza.

Per ragioni pratiche e operative, la tecnologia di stoccaggio in esame è il recipiente a pressione a doppia camicia/singola integrità. Questa tecnologia offre un'interessante flessibilità operativa per questo tipo di installazione.

Possono essere utilizzati recipienti a pressione di qualsiasi dimensione, installati in parallelo. Tuttavia, come promemoria, il volume massimo possibile per un serbatoio che può essere trasportato su strada è di 400 m³ (ma può essere un contenitore da 50 m³ ...).

3.2.3 Stazione Porto

La funzione primaria di una stazione "Porto" è quella di effettuare il bunkeraggio (rifornimento con carburante GNL) delle navi. Questo sembra corrispondere bene alla situazione del porto di Tolone.

I volumi di GNL da trasferire alle navi possono essere relativamente grandi (diverse centinaia o addirittura migliaia di metri cubi). Di conseguenza, i volumi di GNL da stoccare nella stazione sono maggiori rispetto a quelli di una stazione "Fabbrica".

Questo tipo di stazione è generalmente fornita da idonee metaniere di medie dimensioni, che trasportano il GNL tra i grandi siti di approvvigionamento (ad es. terminali GNL) e la stazione. Si può anche prevedere che la stazione possa essere rifornita di GNL da autocisterne o autocisterne a seconda del contesto economico.

Una stazione generica "Porto" comprende apparecchiature comuni ad una stazione "fabbrica" (pompe di prelievo, stazione di dosaggio, apparecchiature di controllo e regolazione della pressione, unità di sicurezza, ecc. ma anche le seguenti attrezzature più specifiche:

- una stazione di scarico di una nave cisterna per GNL,
- delle linee di trasferimento di scarico (GNL/GAS) di lunghezza notevole (di solito poche centinaia di metri),
- una stazione di rifornimento della nave,
- delle linee di trasferimento di fornitura (GNL/GAS), anche di notevole lunghezza,
- e una stazione di carico per metaniere (opzionale, unità -7-)

Per questo tipo di stazione, la tecnologia di stoccaggio è di solito un serbatoio pressurizzato (rivestito). A causa delle loro dimensioni, i serbatoi a pressione sono installati orizzontalmente.

Tuttavia, in considerazione dei volumi di stoccaggio di GNL previsti per questo tipo di stazione (meno di 5.000 m³), è possibile considerare altre tecnologie di stoccaggio come quelle note

come "non pressurizzate", come si considera nel caso della cosiddetta stazione "Grand Port", che può essere adattata qui alla stazione "Porto".

3.2.4 Stazione Grand Port

La stazione generica "Grand Port" ha le stesse funzionalità della stazione "Porto" sopra descritta. D'altra parte, sono adatti per la fornitura di navi più grandi.

Pertanto, i volumi di GNL da trasferire alle navi possono essere molto grandi. Di conseguenza, i volumi di GNL da stoccare nella stazione sono i maggiori previsti per questo tipo di impianto.

Per i volumi di GNL presi in considerazione, la tecnologia di stoccaggio in pressione non è più adatta, in quanto dovrebbero essere installati troppi serbatoi. Invece, uno o più serbatoi, non pressurizzati e del tipo a integrità totale⁴ o equivalente, è adeguato.

Questo tipo di serbatoio, per motivi di sicurezza, non ha alcuna penetrazione sui lati o sul fondo del serbatoio. Tutti i collegamenti devono passare attraverso il tetto. Di conseguenza, le pompe di estrazione del GNL devono essere installate nel serbatoio (sommerse).

La tecnologia di stoccaggio, ad una pressione vicina a quella atmosferica, ha un impatto diretto sul funzionamento e richiede che la pressione sia sempre mantenuta e controllata.

In alternativa, l'intera stazione potrebbe essere installata al largo, lontano dal porto, come una chiatte galleggiante o una struttura in calcestruzzo chiamata Gravity Based Structure (GBS), progettata per poggiare sul fondale marino poco profondo.

⁴ Serbatoi progettati con doppio contenimento, in cui il prodotto può essere completamente contenuto (fasi liquide e vapori) nel secondo contenimento in caso di perdita del primo contenimento.

4 CLASSIFICAZIONE E REVISIONE DEI DIVERSI TIPI DI RISCHIO

Attraverso i termini del titolo di questo capitolo, si considera la questione dell'identificazione dei rischi/pericoli.

Classicamente, questo si fa esaminando:

- a) pericoli del prodotto,
- b) rischi operativi,
- c) e rischi ambientali.

Questi passi sono discussi qui di seguito. Gli incidenti del passato, osservati su impianti almeno comparabili, vengono poi esaminati per verificarne la coerenza con gli elementi che emergono da queste fasi.

4.1 PERICOLI ASSOCIATI AL PRODOTTO

4.1.1 Generale

Il gas naturale è inodore, non corrosivo e generalmente non tossico per inalazione. Il GNL, invece, è lo stato liquefatto del gas naturale e può esistere solo a pressione atmosferica mantenendolo al di sotto del suo punto di ebollizione (circa -160°C). Le proprietà del GNL variano a seconda della sua composizione. Tuttavia, questi rimangono relativamente vicini a quelli del metano, che è la componente maggioritaria dei diversi tipi di gas naturale.

4.1.2 Composizioni

Il GNL è una miscela di diversi composti (vedi figura sotto), la cui proporzione varia a seconda delle caratteristiche del serbatoio di gas naturale originale. Tuttavia, il metano rimane il composto schiacciante.

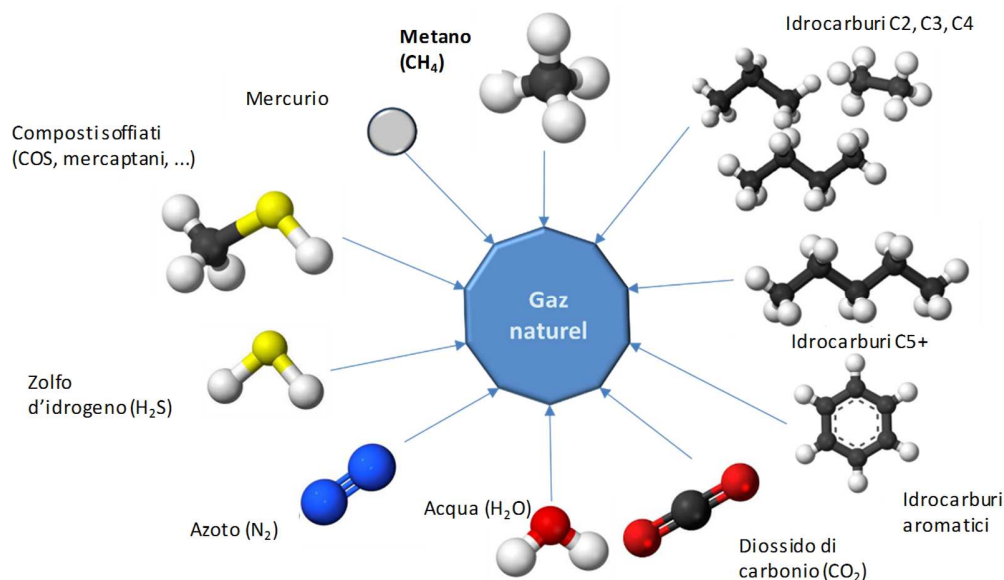


Figura 10 : Composizione del gas naturale

Prima della liquefazione, il gas naturale viene trattato in modo da poter modificare le proporzioni dei diversi componenti. Così:

- l'acqua viene estratta per evitare il congelamento durante la liquefazione,
- l'anidride carbonica viene estratta per prevenire il congelamento e la corrosione e per aumentare la capacità di riscaldamento del gas naturale,
- i composti dello zolfo vengono estratti per evitare problemi di corrosione e ridurre la tossicità a livelli trascurabili,
- l'azoto viene estratto per aumentare la capacità calorifica del gas naturale,
- il mercurio viene estratto perché può danneggiare alcune apparecchiature,
- ecc.

Nella tabella seguente sono riportate le composizioni tipiche che contengono solo i principali costituenti a seconda dell'origine del gas naturale.

Componenti	Percentuale in volume secondo l'origine			
	Trinidad e Tobago	Algeria	Nigeria	Oman
Metano	96.9	87.93	91.692	87.876
Etano	2.7	7.73	4.605	7.515
Propano	0.3	2.51	2.402	3.006
Butano	0.1	1.22	1.301	1.603
C5+	-	0.61	-	-
Totale	100	100	100	100

Tabella 3: Composizioni tipiche di GNL per origine

Per la cronaca, si fa una distinzione tra:

- il cosiddetto GNL "leggero" composto da circa il 97% (vol.) di metano,
- e, il cosiddetto GNL "pesante" si riferisce a composizioni con circa l'88% (vol.) di metano.

4.1.3 Proprietà fisiche

La tabella seguente mette a confronto alcune delle proprietà di diversi GNL e del metano puro.

	Metano	GNL (Trinidad e Tobago)	GNL (Algeria)	GNL (Nigeria)	GNL (Oman)
Massa molare (g/mol)	16.043	16.55	18.77	17.91	18.615
Temperatura di ebollizione a pressione atmosferica (°C)	-161.5	-161.05	-159.9	-160.4	-159.9
Densità del liquido a temperatura di ebollizione (kg/m³)	422.5	430.9	452.9	452.8	463.6
Densità di vapore a temperatura di ebollizione (kg/m³)	1.81	1.799	1.783	1.776	1.763
Densità di vapore a 20°C	0.6685	0.6894	0.7829	0.7459	0.7751

Tabella 4: Proprietà fisiche del GNL per origine

Emerge così che:

- le proprietà fisiche rimangono sostanzialmente paragonabili a quelle del metano (con differenze inferiori al 20%),
- la bassa temperatura di ebollizione (~-160°C) classifica il GNL come fluido "criogenico" se conservato a pressione atmosferica,
- i vapori di GNL a temperatura ambiente sono più leggeri dell'aria,
- ma che a temperatura di ebollizione sono più pesanti dell'aria; come promemoria, questo ha un'influenza sulla miscelazione del prodotto con l'aria in caso di perdita di contenimento (vedi sotto).

NOTA: la norma ISO 20765-2:2015 consente di calcolare le proprietà termodinamiche in base alla composizione del gas naturale, se necessario.

Quindi, oltre alle proprietà sopra menzionate e come già detto, la proprietà essenziale del GNL o del gas naturale è che è infiammabile. Questa proprietà è caratterizzata nel seguente sottocapitolo.

4.1.4 Infiammabilità e combustione

Questo sottocapitolo elenca la maggior parte delle proprietà importanti per lo studio dei fenomeni pericolosi legati alla combustibilità del GNL.

a) Campo di infiammabilità

Il gas naturale o i vapori di GNL, a causa dei loro principali costituenti, sono gas infiammabili. Tuttavia, una miscela di questi gas con l'ossigeno dell'aria è suscettibile di infiammarsi solo se la concentrazione di gas naturale è all'interno del campo di infiammabilità, illustrato nella figura seguente.

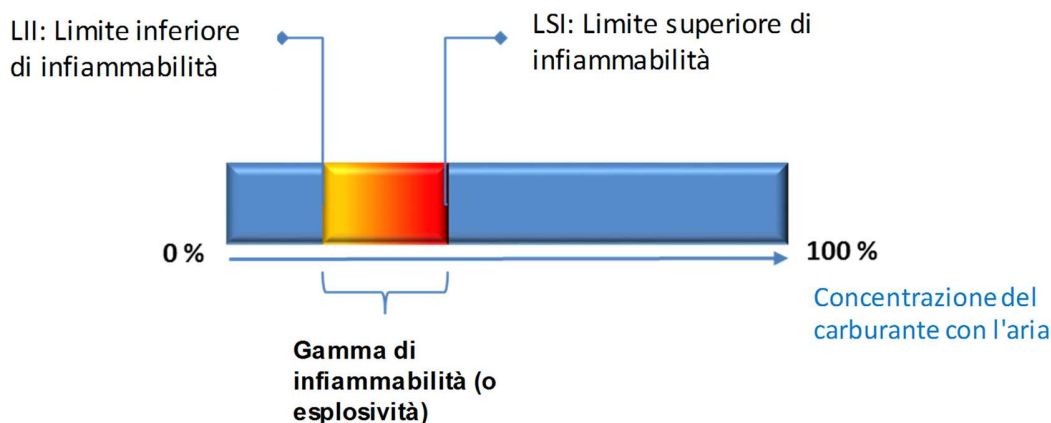


Figura 11 : Campo di infiammabilità

In pratica, il campo di infiammabilità di un gas naturale o GNL dipenderà dalla sua composizione, ma rimane relativamente vicino a quello del metano, come dimostrano i valori riportati nella tabella seguente.

	Metano	GNL “leggero”	GNL “pesante”
Campo infiammabilità di	5% - 15% (in volume)	4,9% - 14,9% (in volume)	4,4% - 14,4% (in volume)

Tabella 5: Campo di infiammabilità del GNL

All'interno del campo di infiammabilità si trova la cosiddetta concentrazione stechiometrica, che è la proporzione ottimale come in caso di accensione:

- tutto il carburante verrà bruciato,
- e questo, senza eccesso o difetto di aria; in altre parole, con reazione della totalità dell'aria inizialmente contenuta nella miscela.

È generalmente a questa concentrazione che gli effetti della combustione accidentale sono più pericolosi. Per il metano, la concentrazione stechiometrica è del 9,5% (in volume).

Come promemoria, i valori elencati nella tabella precedente corrispondono ai campi di infiammabilità in condizioni ambientali.

Questo campo di infiammabilità dipende in realtà dalle condizioni di pressione e di temperatura. Le variazioni tipiche della pressione e della temperatura ambiente non sono sufficienti a modificarla in modo significativo. Tuttavia, in caso di perdita di GNL, la temperatura del gas naturale (dalla vaporizzazione del GNL) / della miscela aria potrebbe essere molto inferiore alla temperatura ambiente. Le variazioni dei limiti di infiammabilità a basse temperature sono indicate nelle figure seguenti.

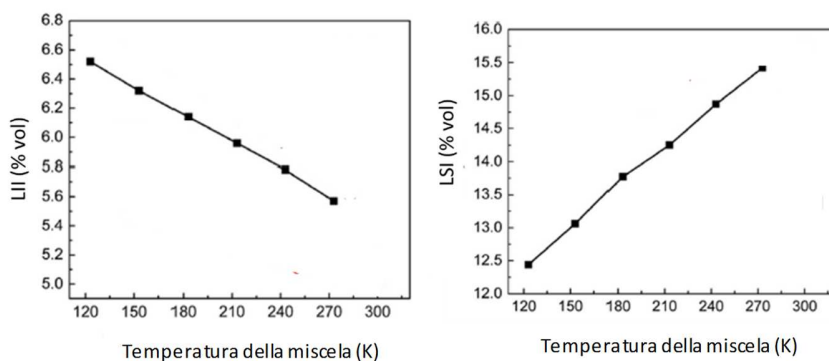


Figura 12 : Variazione dei limiti di infiammabilità a basse temperature

Si osserva così che più bassa è la temperatura della miscela metano/aria, più alto è l'LII aumenta e più basso è l'LSL. In altre parole, più bassa è la temperatura della miscela, più breve è il campo di infiammabilità. Così, a 120 K (o -153°C) il campo di infiammabilità del metano si riduce tra il 6,5% e il 12,5% (vol.).

b) Sensibilità all'accensione

I dati qui forniti sono caratteristici del metano. Possono essere applicati come primo approccio al gas naturale.

L'energia necessaria per accendere una nube di metano/aria dipende dalla concentrazione di metano nella miscela.

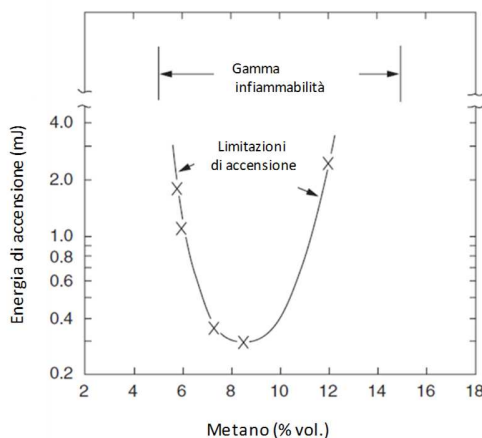


Figura 13 : Energia di accensione minima in funzione della concentrazione

Più bassa è la concentrazione di metano vicino alla concentrazione stechiometrica (dell'ordine di 0,3 mJ), minore è l'energia necessaria per l'accensione. Questa energia minima può anche variare con la temperatura. La figura seguente mostra quindi che quanto più bassa è la temperatura della miscela, tanto maggiore è l'energia necessaria per accendere la miscela.

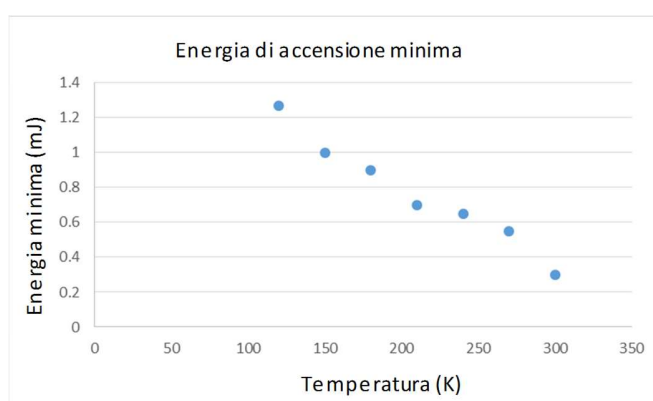


Figura 14 : Energia di accensione minima in funzione della temperatura

Ricordiamo che, al di là dei valori sopra citati, il metano non è considerato il gas più sensibile all'accensione; gas come l'etilene o l'idrogeno sono molto più sensibili. Viene quindi classificata come reattività "media" secondo la seguente figura. Nel Manuale di riferimento Bevi Risk Assessment (RIVM, 2009), il metano è classificato come "basso" per l'infiammabilità.

In pratica, è ancora relativamente facile da accendere, poiché le intensità di energia di accensione menzionate sono in realtà fonti come scintille meccaniche, correnti vaganti o punti caldi.

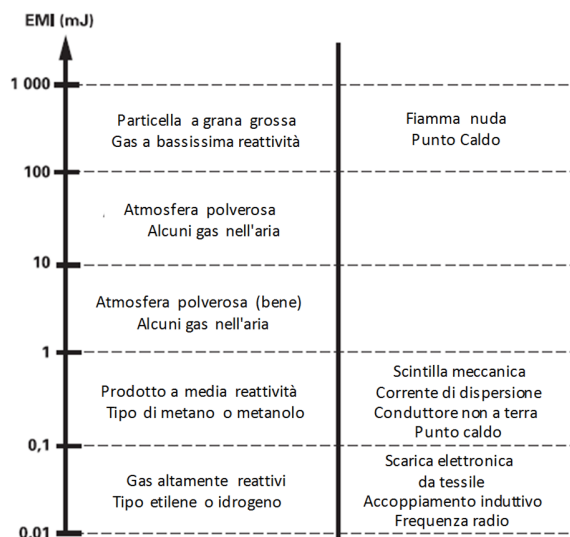


Figura 15 : Energia da diverse fonti di accensione

Nota: Quando una miscela infiammabile viene riscaldata ad una certa temperatura non ha più bisogno di una fonte di accensione per avviare la combustione. Questa cosiddetta temperatura di autoaccensione è di 535°C per una miscela di metano/aria stechiometrica. Queste condizioni non sono probabili nelle strutture in esame, tranne nel caso di una situazione che non sia e che sia già accidentale.

c) Energia rilasciata e tasso di combustione

In relazione alle situazioni di incidente, oltre ai limiti di esplosività (sinonimo di infiammabilità in questo contesto), sono importanti 2 proprietà: la quantità di energia rilasciata dalla combustione e la velocità con cui questa energia viene rilasciata.

	Metano	GNL "leggero"	GNL "pesante"
Energia di combustione (MJ/kg)	50.04	49.86	49.2

Tabella 6: Energia di combustione del GNL secondo l'origine

L'energia di combustione del GNL è fissata globalmente dal contenuto di metano. La differenza in termini di energia non è significativa dal punto di vista dei fenomeni accidentali.

La velocità di combustione del metano riflette la sua reattività in caso di accensione e quindi ha un'influenza se le condizioni per un'esplosione sono soddisfatte.

La velocità di combustione laminare del metano con l'aria è di circa 0,45 m/s. A titolo di confronto, il propano ha una velocità laminare di 0,52 m/s e l'idrogeno di 1,2 m/s. Per quanto riguarda il pericoloso fenomeno delle esplosioni, il metano è considerato un gas a "bassa" reattività. In pratica e a titolo esemplificativo, si può ritenere che, a parità di condizioni, darà sovrapressioni inferiori di circa il 40% rispetto ad una simile esplosione di propano.

4.1.5 Frasi di rischio

Le frasi di rischio frequentemente utilizzate secondo il regolamento CE 1272/2008 quando si consultano le schede di sicurezza per il gas naturale o il GNL sono le seguenti:

- H220: gas estremamente infiammabile,
- H280: contiene gas sotto pressione; può esplodere se riscaldato,
- H281: contiene gas refrigerato; può causare ustioni o lesioni criogeniche.

La prima frase di cui sopra si riferisce naturalmente alle proprietà menzionate nel precedente sottocapitolo. Comporta dei pericoli:

- fuoco, che, come si vede qui sotto, può essere sotto forma di getti di fuoco o incendi di pozza,
- e anche un'esplosione se miscelata con aria prima dell'accensione; questo tipo di esplosione si chiama VCE, per "Vapour Cloud Explosion".

Le seguenti 2 frasi si riferiscono alle consuete condizioni di processo. Per essere disponibile nella giusta quantità per il fabbisogno, il gas naturale è:

- o conservato sotto pressione,
- o liquefatto (è poi GNL), ad una temperatura molto bassa (circa -160°C).

I pericoli associati a queste diverse condizioni sono descritti in dettaglio nel seguente sottocapitolo.

4.2 PERICOLI DI PROCESSO

Senza entrare nei dettagli di tutte le operazioni, i processi qui consistono principalmente in:

- operazioni di trasferimento,
- o stoccaggio

come mostrato nella Figura 6.

Si considerano prima di tutto i principali pericoli legati alle operazioni di trasferimento, poi si discutono quelli relativi ai diversi tipi di stoccaggio (pressurizzato o meno).

Nessun capitolo è dedicato ai pericoli, per quanto reali, da associare a perdite da valvole (difettose), perdite tra 2 apparecchiature, ecc.

Inoltre, il GNL, come tutti i gas liquefatti, non deve essere contenuto in una sezione di tubazione che può essere completamente chiusa ed esposta al calore dell'ambiente, altrimenti la pressione aumenterà fino a rompersi. Come per le perdite, questo punto - anche se importante - non sarà sviluppato ulteriormente.

4.2.1 Pericoli associati ai trasferimenti

In generale, i trasferimenti tra le capacità comportano il rischio di un eccessivo riempimento delle capacità di ricezione. Il riempimento eccessivo porta poi a:

- un flusso di liquido nelle tubazioni dedicate alla fase vapore quando si collegano le fasi vapore delle 2 portate (quella scaricata e quella ricevente); questo tipo di evento può essere senza conseguenze,
- traboccano attraverso le valvole se le fasi del vapore non sono state collegate, e di conseguenza c'è il pericolo di incendio o di VCE,
- e, all'estremo, al danneggiamento della capacità di ricezione, che può anche portare alla sua rottura; i pericoli sono quindi quelli indicati nei seguenti sottocapitoli, a seconda della natura dello stoccaggio.

La particolarità dei traboccamenti è che i rilasci accidentali vengono poi elevati e diretti verticalmente dalle valvole o dalle bocchette di ventilazione.

In secondo luogo, come mostrato in Figura 6, molte operazioni di trasferimento coinvolgono almeno una capacità mobile (cisterna di autocarri, nave bunker, ecc.). In questo tipo di configurazione, c'è un rischio significativo di rottura del braccio di trasferimento o del tubo flessibile a causa del movimento incontrollato di una capacità di movimento. In questo contesto, alcuni dei trasferimenti riguardano le navi. Di conseguenza, se il braccio o il tubo flessibile si rompe, il GNL rilasciato accidentalmente può cadere in acqua. Di conseguenza, si può osservare un VCE dopo l'accensione della miscela vapore/aria e un incendio di pozza sull'acqua. Tuttavia, un altro pericolo, descritto di seguito, deve essere considerato in anticipo in questo tipo di situazione.

Il GNL si trova generalmente ad una temperatura di -160°C . A contatto con l'acqua a temperatura ambiente, gli intensi trasferimenti di calore possono causare la vaporizzazione del GNL molto "improvvisa". Il cambiamento di fase e la successiva espansione dei vapori nell'atmosfera possono quindi "spingere" l'aria ambiente indietro con forza sufficiente a generare onde di pressione (o shock) e quindi assomigliare ad un'esplosione. Questo è spesso indicato come RPT (dall'inglese "Rapid Phase Transition"⁵).

4.2.2 Stoccaggio sotto pressione

Le condizioni di pressione-temperatura per questo tipo di stoccaggio sono:

- un manometro di pochi bar, di solito 3 (ma sono possibili pressioni da 8 a 11 bar),
- e la temperatura corrispondente alle condizioni di equilibrio termodinamico, cioè circa -140°C per la pressione relativa di cui sopra, ad esempio.

L'immagazzinamento sotto pressione - ma anche i trasferimenti tramite pompa, spray e altri riscaldatori, in stoccaggio fisso o in un serbatoio, ecc. - comporta diversi pericoli:

- in caso di una "improvvisa" perdita di contenimento, potenzialmente, una grande massa di gas inizialmente sotto pressione tenderà ad occupare un volume molto più grande nell'atmosfera; tale espansione volumetrica avviene "spingendo indietro" l'aria ed è accompagnata da onde d'urto che possono esse stesse causare danni; questo tipo di fenomeno è talvolta chiamato "esplosione pneumatica",

⁵ Si riferisce al passaggio dalla fase liquida alla fase vapore.

- inoltre, nel caso del GNL, l'espansione di volume di cui sopra può riguardare la fase vapore (il gas) ma anche la fase liquida (liquefatta in pratica); per quest'ultima l'espansione di volume è ancora più notevole; il fenomeno viene poi chiamato BLEVE,
- nel caso di una perdita di contenimento meno " Brusca", limitata ad una condotta o ad una frazione di sezione di scarico in un tubo pressurizzato, il GNL scaricato sarà animato da una notevole quantità di movimento; il flusso osservato sarà un getto e questo tipo di flusso ha un'influenza sulla massa esplosiva (con l'aria), la distanza contata dal punto in cui una miscela è esplosiva, ecc,

In caso di infiammazione concomitante o successiva a perdita di contenimento, vale la pena considerare gli effetti termici relativi a:

- una palla di fuoco (in caso di BLEVE),
- un getto di fuoco, e potenzialmente (vedi sotto), un incendio di pozza.

Se si osserva l'accensione dopo la miscelazione con l'aria e la formazione di un volume esplosivo, le fiamme si propagheranno attraverso di essa con:

- di nuovo gli effetti termici,
- ma anche, a seconda della velocità delle fiamme, effetti di pressione.

In quest'ultimo caso, denominato VCE come sopra menzionato, gli effetti della pressione sono dovuti all'espansione di volume associata al passaggio da una miscela di metano e aria a temperatura ambiente o inferiore ad una miscela di gas di scarico molto più calda.

4.2.3 Stoccaggio Non pressurizzato

Le condizioni di pressione-temperatura per questo tipo di stoccaggio sono:

- una pressione vicina alla pressione atmosferica e limitata a 0,1 ~ 0,15 bar (relativa),
- e, ancora una volta, la temperatura corrispondente alle condizioni di equilibrio termodinamico, cioè vicino a -160°C.

Le cosiddette condizioni di processo o di stoccaggio criogenico (con temperature intorno ai -160 °C) comportano diversi pericoli o rischi.

Prima di tutto, vale la pena di menzionare gli "intensi" trasferimenti di calore tra:

- GNL, molto freddo,
- e materiali a temperatura ambiente, compresi i metalli,

in caso di contatto accidentale. Questi possono essere osservati:

- in caso di perdita di contenimento e flusso incontrollato di GNL in un serbatoio contenente un altro prodotto pericoloso, un elemento importante (come lo scafo di una nave), ecc,
- o ancora, senza perdite precedenti, quando il GNL viene improvvisamente diretto (e ad alte portate) in una condotta, dedicata al GNL, inizialmente a temperatura ambiente; questo tipo di situazione favorisce l'infragilimento⁶ del metallo della condotta e le perdite.

Come detto in precedenza, quando i trasferimenti di calore sono ulteriormente promossi da una grande superficie di contatto osservata ad esempio quando il GNL (freddo) viene miscelato con l'acqua (a temperatura ambiente), c'è allora un rischio di RPT e come risultato di effetti di pressione.

Infine, gli impianti di stoccaggio criogenico di GNL possono essere il luogo del pericoloso fenomeno noto come Roll-Over. Senza entrare nel dettaglio, questo fenomeno è brevemente descritto qui di seguito:

- un serbatoio di GNL può avere diversi strati o strati di liquido in diverse condizioni di pressione e temperatura (lo strato inferiore è sotto la pressione idrostatica degli strati superiori - ed è quindi più alto - e le temperature o anche le composizioni del GNL possono variare da uno strato all'altro),
- in determinate condizioni, gli strati superiori, inizialmente meno densi, possono diventare più pesanti,
- mentre allo stesso tempo gli strati inferiori, inizialmente più densi, possono alleggerirsi,
- questo processo può continuare fino a quando le posizioni degli strati non vengono invertite, con gli strati superiori che si muovono verso il basso e gli strati inferiori che si muovono verso l'alto (da qui la denominazione "Roll-Over"),
- tuttavia, l'innalzamento degli strati inferiori può essere accompagnato da una vaporizzazione abbastanza massiccia da danneggiare in alcuni casi le cupole dei serbatoi.

⁶ Normalmente evitato con procedure di raffreddamento graduale (non brutale).

Tutti i fenomeni sopra citati sono citati per la cronaca perché:

- permettono una migliore comprensione del corso di certi incidenti,
- sono degni di nota perché sono specifici del processo con condizioni criogeniche (come i RPT) ma non sono dimensionali in relazione ai fenomeni di getti di fuoco, BLEVE o VCE già citati in precedenza.
- o perché riguardano a priori serbatoi più grandi di quelli in esame (per il fenomeno del Roll-Over).

Hanno un campo di applicazione diretto più piccolo rispetto agli incendi o agli VCE e quindi non saranno discussi ulteriormente.

4.3 PERICOLI AMBIENTALI

4.3.1 Pericoli dovuti a condizioni naturali

Gli elementi principali da considerare sono:

- allagamento o sommersione,
- fulmini
- terremoto

Altri elementi come i venti o le temperature estreme possono essere inclusi in un'analisi del rischio, ma sono comunemente presi in considerazione dalle normative edilizie generali.

Le inondazioni o i terremoti sono fenomeni naturali che possono causare perdite importanti, e di conseguenza i fenomeni pericolosi (VCE e getti di fuoco) già citati.

I fulmini possono sia danneggiare le apparecchiature che causare perdite, ma possono anche essere una fonte di accensione.

Questi elementi non portano a fenomeni pericolosi legati al GNL, che non sono già stati menzionati.

D'altro canto, devono essere controllati da eventuali misure specifiche.

Così, per il controllo dei rischi di inondazione, possono essere adottate misure di sostegno:

- le forze verticali dovute alla spinta di Archimede nel caso di serbatoi pressurizzati,
- le forze orizzontali dovute alla corrente, gli inceppamenti per tutti i serbatoi,...

Allo stesso modo, in Francia, le installazioni sono soggette a uno "Studio dei fulmini" obbligatorio.

Per quanto riguarda il terremoto, anche in Francia, quando la capacità di stoccaggio supera le 50 t, devono essere rispettate le regole di dimensionamento sismico. In sostanza, l'analisi del rischio deve determinare se un guasto alle apparecchiature a seguito di un terremoto porta ad uno scenario con gravi effetti⁷ su un'area di "occupazione umana permanente". Tale scenario prevede poi il dimensionamento delle attrezzature (serbatoi, condotte, ecc.) per un terremoto le cui caratteristiche sono definite dalla normativa.

4.3.2 Pericoli legati alle attività antropiche

Le attività da considerare sono generalmente:

- il trasporto,
- e le attività industriali vicine.

Un evento accidentale di questo tipo di ambiente non dà luogo a fenomeni pericolosi che coinvolgono il GNL, non già menzionati.

D'altro canto, è possibile adottare misure di controllo del rischio per:

- limitare il rischio di collisioni legate al trasporto,
- e, se del caso, il rischio dei cosiddetti effetti domino, innescati da un incidente in impianti vicini.

In pratica, nella maggior parte dei casi si tratta di una questione di scelta negli insediamenti.

⁷ Comprendere gli effetti in grado di produrre almeno l'1% di letalità nella popolazione esposta.

4.4 INCIDENTOLOGIA

Nell'arco di circa 50 anni si possono individuare gli incidenti descritti brevemente nella seguente tabella. Gli impianti, sedi di questi incidenti, sono qualitativamente paragonabili a quelli considerati in questo studio "ad un fattore di scala di uno a uno". In pratica, sono stati effettivamente osservati molti incidenti nei terminali GNL, che sono a priori più grandi in termini di capacità di stoccaggio, ad esempio, di una stazione Grand Port.

Data	Posizione	Strutture	Fenomeni	Possibili cause
2015	Barcellona	Terminale GNL	Traboccamento del serbatoio della nave	Sistema di protezione del serbatoio disattivato e posizione errata della valvola del serbatoio
2014	Risavika (Norvegia)	Stazione di rifornimento	Piccola perdita di GNL	Tensione sul collegamento del tubo flessibile
2011	Rotterdam	Terminale GNL	Piccola perdita	Lavori di manutenzione
2011	Milford Haven	Nave cisterna per GNL in fase di scarico	Piccola perdita	Perdita sul sensore di temperatura
2010	Nigeria	Nave cisterna per GNL in fase di carico	Forte inclinazione trasversale	Errore di zavorramento
2010	Montoir	Nave cisterna per GNL in fase di scarico	Danni senza perdite sulle tubazioni della nave	GNL nel circuito di evaporazione
2009	Indonesia	Serbatoio	Perdita del collettore	Refrigerazione non corretta
2006	Giordania	Nave cisterna per GNL in fase di scarico	Perdita in fiamme	Fuoriuscita fase gassosa
2006	USA	Nave cisterna per GNL in fase di scarico	Avaria all'ormeggio senza perdite	Sveglia di una nave di passaggio

Data	Posizione	Strutture	Fenomeni	Possibili cause
2003	Fos	Terminale GNL	Esplosione e incendio	Perdita canale di scolo
1997	Inghilterra	Serbatoio	Fuoriuscita di gas	Installazione del densitometro
1994	USA	Nave cisterna per GNL in fase di scarico	Avaria all'ormeggio senza perdite	Attracco difettoso
1991	-	Terminale GNL	Danni su cremagliera senza perdite	Movimento della gru
1989	Algeria	Nave cisterna per GNL in fase di carico	Guasto all'ormeggio con perdite sul braccio/tubazione	Vento forte
1988	USA	Terminale GNL e metaniera in fase di scarico	Valvola a braccio con perdita	Valvola difettosa
1988	USA	Terminale GNL e metaniera in fase di scarico	Perdita di liquido sulla linea di drenaggio	Colpo d'ariete durante la ripresa dello scarico
1985	-	Terminale GNL	Danni alle condotte senza perdite	Caduta di gru (terreno di scarsa qualità)
1985	-	Terminale GNL e metaniera in fase di scarico	Perdita sul ponte con danni	Riempimento eccessivo del serbatoio
1983	Giappone	Terminale GNL e metaniera in fase di scarico	Perdita sul braccio durante la fase di raffreddamento	Avvio del motore della nave
1982	Asia	Terminale GNL e metaniera in fase di scarico	Perdita sul braccio con danni al molo e alla nave	Movimento della nave
1980	-	Nave metaniera	Perdita di vapore sul braccio	Scollamento del braccio

Data	Posizione	Strutture	Fenomeni	Possibili cause
1979	USA	Nave cisterna per GNL in fase di scarico	Valvola di non ritorno	Valvola difettosa
1978	EAU (UEE)	Serbatoio	Rottura del punto inferiore nel doppio involucro con emissione di gas	Cricche da stress termico
1977	Indonesia	Terminale GNL e metaniera in carico	Fuoriuscita di liquido ventilato	Allarme del manometro disabilitato
1977	Algeria	Serbatoio	Guasto della valvola montata sul tetto e spargimento massiccio senza accensione	Materiale errato (lega di alluminio)
1974	USA	Terminale GNL e chiatta in carico	Perdita tramite valvola di scarico a ponte	Colpo d'ariete dopo un guasto elettrico
1971	Italia	Terminale GNL	Apertura della valvola del serbatoio Danni minori al tetto	Roll-over

Tabella 7: Feedback sugli impianti GNL nei porti

In termini di insegnamento, e anche se le statistiche dettagliate non possono essere derivate da elementi così frammentati come questi, emerge comunque che:

- le perdite sono state regolarmente osservate durante le operazioni di trasferimento tra le navi e le banchine (vedi 4.2.1),
- sono stati osservati casi di riempimento eccessivo (con conseguenti perdite) durante le operazioni di rifornimento delle unità di stoccaggio (vedi di nuovo 4.2.1),
- le perdite sono state provocate da varie cause, non particolarmente specifiche per il GNL (ad es. caduta della gru), tranne forse quando si parla di stoccaggio a freddo (procedura difettosa, sollecitazioni termiche? come menzionato al punto 4.2.3).

Va inoltre notato che non si sono verificati casi di BLEVE, anche se due di questi incidenti sono stati osservati su navi cisterna. Questi casi (osservati in Spagna) non compaiono nella tabella precedente perché si sono verificati sulla pubblica via, su autocarri con un unico involucro "isolato". Per la cronaca, diversi terminali GNL in Europa vietano l'accesso ai loro impianti a questi veicoli, la cui tecnologia è attualmente vietata dall'ADR per i nuovi veicoli.

4.5 IN SINTESI

Infine, emergono i fenomeni pericolosi illustrati nella figura seguente.

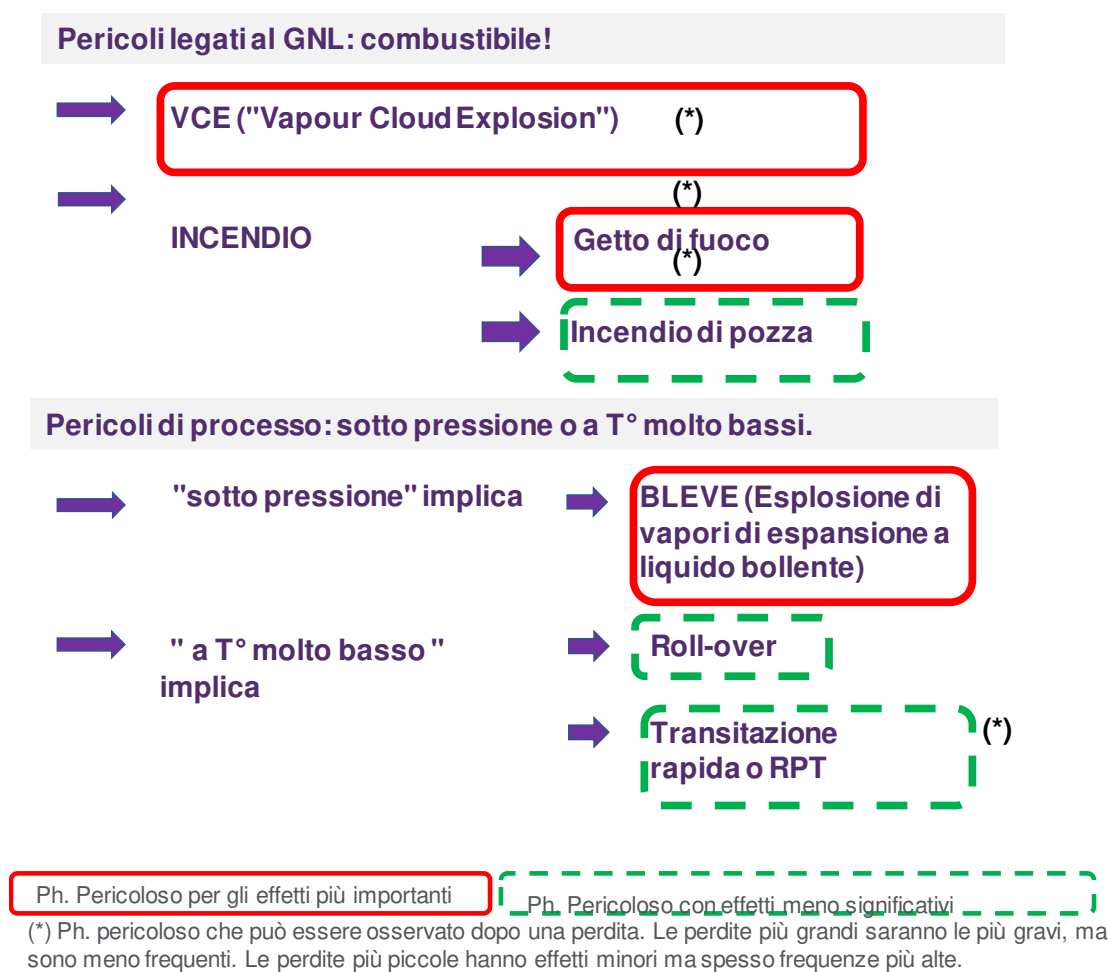


Figura 16 : Fenomeni pericolosi

I principali fenomeni pericolosi da conservare sono quindi "localizzati" nella figura seguente.

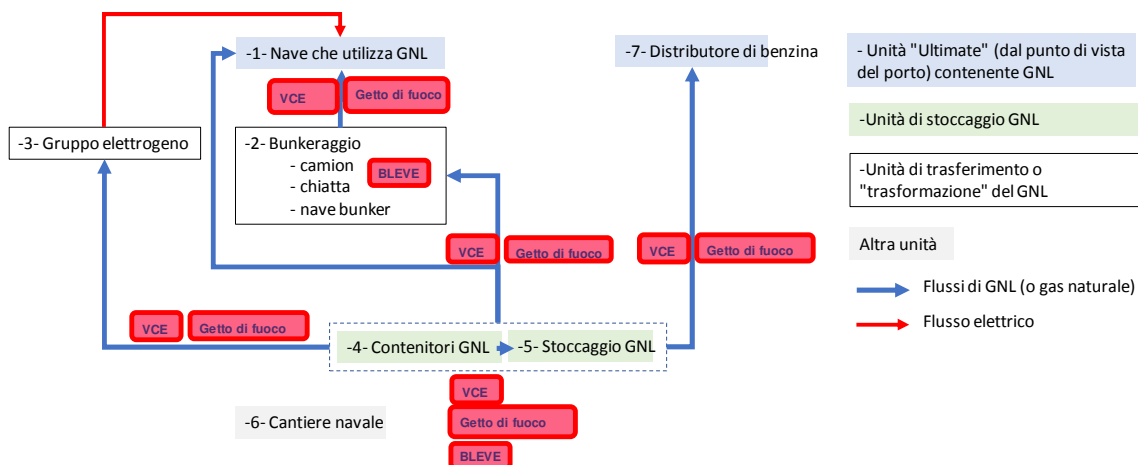


Figura 17 : Fenomeni pericolosi contestualizzati

Al di là della precedente figura relativamente sintetica, è necessario confrontare:

- le informazioni registrate nel capitolo 3 sulle installazioni (diametro della condotta, flussi tipici, ecc.),
- e quelli che emergono da questo capitolo per definire i casi da studiare, coprendo il più ampio spettro possibile di condizioni diverse.

Tali riconciliazioni sono presentate e giustificate nella seguente tabella.

All'interno di questa tabella, quando si fa riferimento alle perdite, si farà spesso riferimento alle cosiddette perdite maggiori:

- sezione del 10%,
- o al 100% di sezione%.

Il termine "sezione" si riferisce alla sezione dritta delle condotte. Infatti, a parità di tutte le altre cose, le perdite al 10% di sezione sono inferiori di quelle al 100% di sezione. In questo contesto, la denominazione "al 100% di sezione%" viene utilizzata per circostanze di perdita come la rottura di una valvola a scorrimento o disimpegno⁸ con la completa separazione di una condotta

⁸ Per quanto riguarda i tubi flessibili e i bracci di trasferimento, si farà implicitamente riferimento solo alle perdite di al 100% di sezione%, cioè alla rottura totale dei tubi o dei bracci, a seguito di un movimento eccessivo della capacità mobile (camion, chiatta, nave, ...).

in due sezioni. In tali condizioni, il GNL può fuoriuscire da ciascuna delle 2 porzioni e la sezione di perdita totale è il doppio della sezione rettilinea, cioè il 200% della sezione rettilinea. La denominazione "al 100% di sezione%" è quindi alquanto imprecisa.

Condizioni di stoccaggio	PhD ⁹	Caso n.	Dimensione o volume	Contesto	Nota
Pressurizzato	BLEVE	1	50 m ³	Caso tipico di un'autocisterna	
		2	110 m ³	Caso tipico di una cisterna ferroviaria	
		3	200 m ³	Tipico caso di stoccaggio in pressione in una stazione Fabbrica o Porto	
		4	1000 m ³	Tipico caso di un deposito pressurizzato ad alta capacità in una stazione Porto	
Pressurizzato	Scarico in atmof. poi VCE	5	65 mm	<p>Tipico caso di una perdita "al 100% di sezione%" in un tubo flessibile utilizzato per lo scarico dei camion cisterna</p> <p>I casi 5 e 6 sono paragonabili, ma il controllo della perdita in 30 s è consentito nel caso 5.</p> <p>Nel caso 6, è consentita una "lunga" durata della perdita.</p>	<p>Al di là del tempo di perdita, sono state prese in considerazione altre differenze tra i casi 5 e 6, ma vengono spiegate di seguito.</p>
		6			
		7	80 mm	<p>Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" in un tubo flessibile utilizzato per scaricare i camion cisterna in una stazione Porto.</p>	

⁹ "PhD" per "Fenomeno pericoloso".

Condizioni di stoccaggio	PhD ⁹	Caso n.	Dimensione o volume	Contesto	Nota
		8	200 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Porto	
Pressurizzato	Scarico in atmof. poi VCE	9	25 mm	Tipico caso di una perdita chiamata "al 10% di sezione" da una condotta di GNL da 3".	Casi da 9 a 12 per perdite da tubazioni
		10	Da 66 a 80 mm	Tipico caso di perdite: - nota come "al 10% di sezione" di un metanodotto da 8" di GNL, - o "al 100% di sezione%" da un tubo con un diametro vicino a 3".	
		11	150 mm	Tipico caso di perdite di "al 100% di sezione%" da una condotta con un diametro vicino a 6". Ancora una volta, i casi 11 e 12 sono comparabili ma con tempi di perdita diversi (30 s nel caso 11 e una durata "lunga" nel caso 12).	
		12			
Pressurizzato	Scarico in atmof. poi VCE	13	50 mm	Tipico caso di troppopieno da una valvola, in stazioni Fabbrica o Porto.	

Condizioni di stoccaggio	PhD ⁹	Caso n.	Dimensione o volume	Contesto	Nota
		14	n ¹⁰ *67 mm	Tipico caso di troppopieno nella stazione Porto.	
Pressurizzato	Getto di fuoco	15	25 mm	Casi che permettono di controllare la gamma di perdite importanti, con l'accensione, che può portare ad un getto infiammato.	
		16	Portata tipica di una pompa		
		17	66 mm		
		18	132 mm		132 mm corrisponde al diametro di una perdita di "sezione al 10%" da una condotta da 16" (dimensione estrema nel contesto) ma è anche vicino al diametro di una perdita di "al 100% di sezione%" da condotte più comuni.

¹⁰ "n" corrisponde qui ad una serie di valvole, disposte in parallelo, potenzialmente su più serbatoi.

Condizioni di stoccaggio	PhD ⁹	Caso n.	Dimensione o volume	Contesto	Nota
Non pressurizzato	Scarico in atmosf. poi VCE	19	200 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	Casi da 19 a 22 per perdite dalle braccia
		20		Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	
		21	300 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio più grande utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	
		22		Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per caricare una Nave Grande in una stazione Grand Port.	

Condizioni di stoccaggio	PhD ⁹	Caso n.	Dimensione o volume	Contesto	Nota
Non pressurizzato	Scarico in atmosf. poi VCE	23	66 mm	Tipico caso di perdita di una "al 10% di sezione" da una condotta di GNL da 8". I casi 23 e 24 differiscono per i tempi di perdita e per il fatto di contenere o meno la fuoriuscita accidentale di GNL (vedi sotto) in una "tubazione".	Perdite da tubazioni di grande diametro che possono corrispondere anche alle cosiddette tubazioni di trasporto.
		24			
		25	100 mm	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 12".	
		26			
		27	132mm	Come nei casi precedenti, tranne che per il fatto che si tratta di una condotta da 16".	
		28			

Tabella 8: Elenco dei cosiddetti scenari di incidenti rilevanti che possono "coprire" diverse situazioni possibili

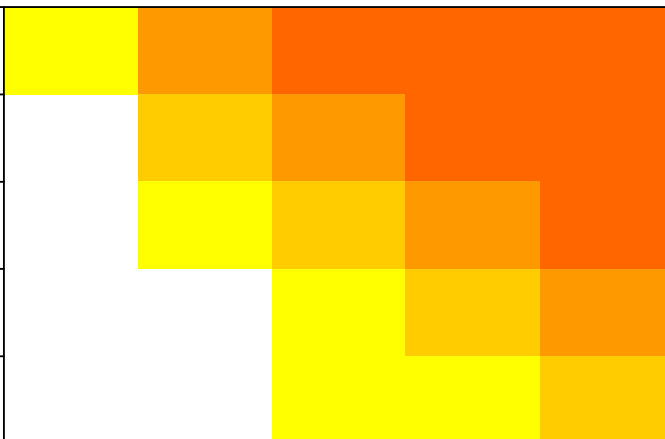
5 CARATTERIZZAZIONE DEL RISCHIO

5.1 GENERALE

I rischi sono generalmente caratterizzati secondo valutazioni "bidimensionali", con:

- la probabilità o la frequenza con cui si possono osservare incidenti o fenomeni pericolosi,
- e la gravità degli effetti associati ad ogni tipo di incidente o fenomeno.

A titolo di esempio, secondo la normativa ICPE, la matrice riportata nella figura seguente viene utilizzata in Francia per riportare le valutazioni dei rischi e decidere sulla loro accettabilità.

Scala di frequenza quantitativa	Scala di frequenza qualitativa	Livello di probabilità						
$> 10^{-2}$	Evento in corso sul sito in questione	Occasionale	A					
$10^{-3} < F < 10^{-2}$	Evento che si è già verificato sul sito	Non comune	B					
$10^{-4} < F < 10^{-3}$	Evento simile già incontrato nel settore	Raro	C					
$10^{-5} < F < 10^{-4}$	Evento che si è già verificato ma che è stato oggetto di significative azioni correttive	Estremamente raro	D					
$< 10^{-5}$	Evento non incontrato a livello globale, ma non impossibile alla luce delle conoscenze attuali	Rarissimo	E					
				1	2	3	4	5
Livello di gravità				Moderato	Serio	Importante	Catastrofico	Disastroso
Effetti letali significativi				Nessuno	Nessuna persona esposta	Non più di 1 persona esposta	Meno di 10 persone esposte	Più di 10 persone esposte
Primi effetti letali				Nessuno	Non più di 1 persona esposta	Tra 1 e 10 persone esposte	Tra 10 e 100 persone esposte	Più di 100 persone esposte
Effetti irreversibili				Meno di "1 persona" esposta	Meno di 10 persone esposte	Tra 10 e 100 persone esposte	Tra 100 e 1000 persone esposte	Più di 1000 persone esposte

MMR: Misura di controllo del rischio

Accettabile

RA: Rischio accettabile

MMR 1
MMR 2
NON Rango 1
NON Rango 2

Figura 18 : Matrice nota come "MMR" mantenuta in Francia per valutare la criticità dei rischi di un ICPE sul suo ambiente.

Lo scopo non è quello di dettagliare qui l'uso della matrice presentata nella figura precedente che è specifica per:

- Francia,
- e il controllo dei rischi tecnologici intorno ai ICPE.

Sempre in Francia, nel caso delle condotte per il trasporto di sostanze pericolose (nel caso di alcune tubazioni GNL) o nel caso di infrastrutture come le zone di transito di materiali pericolosi in alcuni grandi porti, si fa riferimento a diverse matrici.

Queste si differenziano dalla cifra precedente per le scale di frequenza o di gravità o per la valutazione dei rischi (accettabili o meno o a seconda delle condizioni).

In altri paesi europei i rischi possono essere caratterizzati anche con altri mezzi.

Tuttavia, in ogni caso (paese, normativa applicata, ecc.), resta il fatto che la caratterizzazione del rischio richiede una valutazione "bidimensionale": delle frequenze e dei gradi di gravità.

In questo documento si farà riferimento alle classi di frequenza definite nella figura precedente. Anche se le frequenze non sono classificate in questo modo ovunque, si può dedurre dalle frequenze espresse in occorrenze per anno (almeno in ordini di grandezza), che è un'unità universale.

D'altra parte, quando si tratta di livelli di gravità, sembra che questi dipendano da:

- la gamma o la distanza degli effetti (come la letalità),
- ma anche il numero di persone esposte agli effetti e i criteri utilizzati per considerare i diversi livelli (ad esempio 1, 10 o 100 persone esposte).

I livelli di severità della Figura 18 dipendono quindi dall'ambiente e dai criteri specifici di una regolamentazione. Queste dimensioni non sono universali. In queste condizioni, nel presente documento, le gravità saranno valutate utilizzando le distanze d'effetto, espresse in m, e tenendo conto delle soglie elencate nella tabella seguente.

Tipo di effetti	Soglia per i cosiddetti effetti letali significativi o SELS	Soglia di 1° effetti letali o SEL	Soglia per effetti irreversibili letali (non letali) o SEI
Terminali a causa di un'esposizione superiore a 2 minuti	8 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Terminali a causa di un'esposizione inferiore a 2 minuti	1800 (kW/m ²) ^{4/3} .s	1000 (kW/m ²) ^{4/3} .s	600 (kW/m ²) ^{4/3} .s
Termico dovuto a VCE	Distanza dal LIE	Distanza dal LIE	La distanza dal LIE è aumentata del 10%.
Meccanica dovuta alla sovrappressione	20 kPa	14 kPa	5 kPa

Tabella 9: Livelli di effetto critici basati su esposizioni pericolose

Per la cronaca:

- la soglia SELS corrisponde al 5% dei possibili effetti letali per una popolazione esposta a questa soglia,
- la soglia SEL corrisponde all'1 % dei possibili effetti letali o del verificarsi di effetti letali per una popolazione esposta a questa soglia,
- la soglia SEI corrisponde di solito agli effetti con postumi per una popolazione esposta a tale soglia

Infine, si distinguono diversi tipi di effetti termici (esposizione inferiore o superiore a 2 min, esposizione alle fiamme di un VCE) perché le variabili rilevanti (flusso di calore, posizioni della fiamma, ecc.) da considerare nella previsione degli effetti variano da caso a caso.

5.2 GRAVITÀ DEI FENOMENI PERICOLOSI

5.2.1 Ipotesi e approccio di calcolo

Questo sottocapitolo presenta brevemente i modelli standard utilizzati nelle fasi successive di calcolo delle distanze d'effetto. Questi modelli sono implementati principalmente con il software PHAST (versione 6.7). Ricordiamo che questo software è di gran lunga il più utilizzato in Francia per valutare le distanze di effetto menzionate negli studi sui pericoli. Il suo uso è molto comune¹¹ anche nei paesi dell'UE.

Sono inoltre forniti valori guida per determinati input, ipotesi, ecc.

a) Fonte di dati (flusso alla falla)

I flussi alla falla vengono calcolate utilizzando i modelli programmati nel software PHAST. Come promemoria, nel caso del GNL, il flusso prima della falla è spesso bifase sia con il GNL (fase liquida) che con il GNL (fase gassosa).

Per le perdite maggiori, note come 100 %, sono consentite 2 sezioni con scarico su entrambi i lati del luogo dell'incidente. I 2 "contributi" vengono presi in considerazione combinandoli, il che equivale a considerare la somma dei flussi di perdita, entrambi orientati nella stessa direzione.

In caso di perdite di scarico importanti, è comune osservare un "deflusso" delle pompe con portate limitate dalle loro modalità di funzionamento. In assenza di un diagramma di funzionamento, si possono utilizzare coefficienti di moltiplicazione forfettaria sulla seguente portata nominale:

- caso di GNL pressurizzato: coefficiente = 2,
- caso di GNL non pressurizzato: coefficiente = 1,2.

¹¹ Questo software è distribuito sotto diverse varianti come quelle contrassegnate da PHAST e anche PHAST-RISK per esempio. In pratica, i modelli programmati sono molto simili.

b) Vaporizzazione con spargimento a terra

Nel caso di GNL in pressione (pressione di vapore saturo > 3 bar rel.), i risultati ottenuti con i modelli mostrano una dispersione principalmente per mezzo di aerosol e una diffusione relativamente bassa sul terreno.

Nel caso del GNL non pressurizzato (pressione del vapore saturo $< 0,2$ bar rel.), i risultati ottenuti con i modelli mostrano questa volta una notevole diffusione sul terreno. I calcoli corrispondono quindi ad una situazione con estensione (in assenza di ritenzione) di una chiazza di liquido bollente. Lo spessore del foglio è stato permesso al massimo:

- 1 cm per un pavimento in cemento,
- 3 cm per un pavimento per tutte le stagioni
- e più di 10 cm per i terreni sabbiosi.

In queste condizioni, il tasso di evaporazione variabile viene calcolato in funzione dell'apporto di calore dal suolo e dall'atmosfera. Poiché il terreno ha una bassa conducibilità, il tasso di evaporazione è generalmente moderato.

c) Vaporizzazione con spargimento sull'acqua

Il comportamento è simile al caso suolo precedente. Nel caso del GNL non pressurizzato, la diffusione sull'acqua è importante e vi è poi un trattamento specifico di vaporizzazione sull'acqua.

Quando si usano i modelli software PHAST, si calcola una velocità di evaporazione del liquido bollente con un coefficiente di scambio costante con l'acqua, stimato a $500 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$. Con acqua a 10°C , ad esempio, si calcola un flusso della superficie di evaporazione di $0,17 \text{ kg/m}^2 \cdot \text{s}$. Poiché lo spessore della pozza è piccolo (dell'ordine di mm), ne consegue che la velocità di evaporazione raggiunge rapidamente la velocità di flusso alla falla per il GNL non pressurizzato.

d) Dispersione atmosferica

Un software come PHAST permette di simulare la dispersione del metano nell'atmosfera utilizzando un modello cosiddetto "integrale". Ciò consiste nel risolvere le equazioni della meccanica dei fluidi in una forma semplificata che qui non verrà ripetuta.

Per quanto riguarda il comportamento generale nell'aria ambiente, si devono osservare i seguenti punti.

Nel caso del GNL sotto pressione, la fase liquida - essenzialmente aerosol - si vaporizza per trascinarsi dell'aria del getto. Come promemoria, si osserva un getto dovuto alla quantità di movimento del flusso accidentale (la pressione viene "convertita" in velocità). Poi, il pennacchio generato a seguito del getto ha il comportamento di un cosiddetto gas "pesante" dovuto al massiccio raffreddamento dell'aria intrappolata, concomitante all'evaporazione delle gocce di GNL.

Nel caso del GNL non pressurizzato, l'evaporazione della chiazza crea un pennacchio che si disperde anche a livello del suolo. L'effetto di densità in movimento verso l'alto (favorevole dal punto di vista della sicurezza), che si prevede sia dovuto alla minore densità del metano rispetto all'aria, è in pratica compensato dal raffreddamento dell'aria intrappolata dai vapori a bassissima temperatura emessi dal GNL.

e) VCE (esplosione nube di vapore)

Come spiegato sopra (nel capitolo 4), un VCE porta a:

- termico, associata all'alta temperatura dei gas caldi,
- o meccanico, associato alle onde di pressione generate dall'espansione di questi stessi gas caldi

Si presume che le distanze degli effetti termici corrispondano più o meno al contorno della nube o del pennacchio esplosivo e siano quindi quantificabili dalle dimensioni del diritto di passaggio della nube (vedi Tabella 9).

Per quanto riguarda gli effetti meccanici dovuti alle onde di pressione, occorre analizzare lo spazio all'interno della nube esplosiva. Le domande da affrontare sono quindi:

- è uno spazio senza ingombri, all'aria aperta?
- o aree ostruite da ostacoli solidi (attrezzature, tubazioni, materiali vari, ecc.)?
- e se si tratta di aree congestionate, qual è il grado di congestione, il volume coinvolto, ecc.

Queste distinzioni devono essere fatte perché le osservazioni, i test o i calcoli successivi all'incidente (cf. Mouilleau et al., 1999) mostrano che l'esplosione di una nube o di un pennacchio esplosivo può in pratica corrispondere non ad un singolo VCE ma a diversi. Senza entrare nel dettaglio, le velocità delle fiamme possono essere sufficientemente diverse da un'area all'altra all'interno del volume esplosivo, come se ci fossero più esplosioni separate in successione.

Questo è all'origine del cosiddetto metodo MultiEnergie ("Multi" riferito alle possibili esplosioni multiple nella stessa nube) che si propone in particolare di:

- contare i VCE, all'interno della stessa nube,
- e di assegnare un'energia (associata al volume in questione) e un indice di gravità a ciascun VCE.

Sempre senza fornire dettagli, questo metodo propone indici di gravità da 1 (VCE meno favorevole alla sovrappressione) a 10 (VCE che porta ai picchi di sovrappressione più forti).

Per le stazioni "Porto", poiché gli impianti sono generalmente poco congestionati, per un VCE di tipo "campo libero" si possono utilizzare i seguenti indici di gravità:

- impianti onshore: "4" (sovrappressione = 10 kPa),
- corpo idrico: "3" (sovrappressione = 5 kPa).

Nelle aree vicine al sito con una congestione marcata (parcheggio di camion, area di stoccaggio, ecc.), l'indice può essere portato a "5" (sovrappressione = 20 kPa).

Come indicazione delle distanze d'effetto per i volumi tipici e i livelli di gravità dei VCE sono forniti nella seguente tabella.

Tipica area congestionata	Volume (m ³)	Indice (-)	Energia (DOJ)	Distanze SELS (m)	Distanze SEL (m)	Distanze SEI (m)
Stoccaggio con serbatoi orizzontali (a pressione) - può essere adatto anche per stazioni di carico di autocarri, ad esempio.	5000	4	15650	s.n.a. ¹²	s.n.a.	73
Pompa e altre apparecchiature di processo.	5000	5	15650	28	46	130
	10000	5	31300	35	58	164
Rack di alcune (2-3) tubazioni	1250	3	3900	s.n.a.	s.n.a.	19
	5000	3	15650	s.n.a.	s.n.a.	30

Tabella 10: Distanze per effetto della sovrappressione da ogni centro del volume esplosivo

In pratica, per le distanze ad effetto di sovrappressione, è quindi necessario:

- identificare le aree e i loro centri,
- valutare i loro volumi e le energie liberate dalla combustione (vedi capitolo 4.1.4 per i dati),
- e infine scegliere i gradi di severità.

Questo deve essere fatto caso per caso e in base all'ubicazione delle strutture, non conosciuta nel contesto di questo studio.

In pratica, però, quest'ultima osservazione non è in pratica molto "limitante" nel caso dei vapori di GNL la cui reattività è "piuttosto bassa" (si veda di nuovo il capitolo 4.1.4), per cui anche gli indici sono limitati. L'esperienza ha dimostrato che le distanze di effetto più "penalizzanti" sono quelle corrispondenti agli effetti termici, dati direttamente dai calcoli di dispersione.

Nel resto di questo studio, le gravità dei VCE saranno caratterizzate dalle distanze degli effetti termici associati a questi fenomeni.

¹² Soglia non raggiunta

f) BLEVE

In modo simile al caso precedente, le BLEVE hanno effetti termici e meccanici per mezzo di onde di sovrappressione (e anche di proiettili). Nel caso delle BLEVE, gli effetti termici sono ancora più spesso preponderanti.

In secondo luogo, non esiste a priori un modello dedicato al caso del GNL e le distanze degli effetti termici sono valutate utilizzando le formule normative per il butano (circolare del 10 maggio 2010 in MEEDDM, 2010). In questo caso si mantiene il butano (tenendo presente che la circolare parla di GPL e si riferisce anche al propano) perché la pressione di taratura delle valvole degli impianti contenenti butano è vicina a quella del GNL.

5.2.2 Distanze d'effetto

Le distanze d'effetto dei fenomeni pericolosi sono registrate nelle seguenti 3 tabelle dedicate rispettivamente ai getti BLEVE, VCE e getto di fuoco.

Numero del caso	Dimensione o volume	Contesto	Massa (t)	Distanze SELS (m)	Distanze SEL (m)	Distanza SEI (m)
1	50 m ³	Caso tipico di un'autocisterna	20	86	130	206
2	110 m ³	Tipico caso di un serbatoio ferroviario o di un serbatoio intermedio	44	125	184	294
3	200 m ³	Tipico caso di stoccaggio in pressione in una stazione Fabbrica o Porto	81	166	240	386
4	1000 m ³	Tipico caso di un deposito pressurizzato ad alta capacità in una stazione Porto	403	354	484	792

Tabella 11: Distanze degli effetti per BLEVE

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensioni della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE ¹³ (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
Pressurizzato	5	65 mm	Tipico caso di una perdita "al 100% di sezione%" in un tubo flessibile utilizzato per lo scarico dei camion cisterna	12	30 s	100	Perdite da apparecchiature di trasferimento (tubi flessibili o bracci)
	6			20	"lungo"	123	
	7	80 mm		27	30 s	148	
	8	200 mm		181	30 s	440	
Pressurizzato	9	25 mm	Tipico caso di una perdita chiamata "a sezione del 10%" da una condotta di GNL da 3".	8	30 s	60	Perdite da tubazioni

¹³ Le distanze SEI sono il 110% delle distanze SELS e SEL, ma non sono qui valutate esplicitamente per non sovraccaricare la tabella.

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensioni della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE ¹³ (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
	10	Da 66 a 80 mm	Tipico caso di perdite: - nota come "a sezione del 10%" da una condotta da 8" di GNL, - o "al 100% di sezione%" da una condotta con un diametro vicino a 3".	da 27 a 33	"lungo"	da 180 a 210	
	11	150 mm		118	30 s	290	
	12			118	"lungo"	360	
Pressurizzato	13	50 mm	Tipico caso di troppopieno da una singola valvola del serbatoio, in stazioni Fabbrica o Porto.	6	"lungo"	52	
	14	7*67 mm	Tipico caso di troppopieno di diverse valvole in una stazione Porto.	60	"lungo"	220	
Non pressurizzato	19	200 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	86	30 s	380	Perdite da bracci di trasferimento, carico o scarico (bracci)

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensioni della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE ¹³ (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
	20		Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	60	30 s	310	
	21	300 mm	Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio più grande utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	434	60 s	860	
	22		Tipico caso di perdita di una "al 100% di sezione%" da un braccio utilizzato per caricare una Nave Grande in una stazione Grand Port.	180	60 s	590	
Non pressurizzato	23	66 mm	Tipico caso di perdita di una "sezione del 10%" da una condotta di GNL da 8".	32	"lungo"	175	Perdite dalle tubazioni, con o senza spandimento contenuto.
	24		Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		30 s	140	

Tipo di condizioni	Caso n.	Dimensioni della perdita (mm)	Contesto	Tasso di dispersione (kg/s)	Tempo di perdita	Distanze al LIE ¹³ (= distanze SELS = distanza SEL)	Nota
	25	100 mm	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 12".	76	"lungo"	270	
	26		Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		30 s	143	
	27	132mm	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 16".	133	"lungo"	410	
	28		Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		30 s	151	

Tabella 12: Distanze ad effetto termico associate ai VCE

Caso n.	Dimensioni (mm) o circostanze della perdita	Tasso di dispersione (kg/s)	Lunghezza della fiamma (m)	Flusso radiativo medio (kW/m ²)	Distanza SELS (m)	Distanza SEL (m)	Distanza SEI (m)
15	25	5	32	82	49	53	60
16	Portata della pompa	12	47	95	73	80	90
17	66	32	79	83	125	138	155
18	132	133	131	134	215	240	270

Tabella 13: Distanze d'effetto associate ai getti di fuoco

Le distanze di effetto nella tabella precedente non sono direttamente associate ad un'apparecchiatura o ad un'operazione come nelle precedenti tabelle 11 e 12. D'altra parte, le dimensioni delle perdite o le portate sono buoni indicatori per valutare (per interpolazione, se necessario) le distanze di effetto per un caso pratico.

Nella tabella 12, dedicata alle distanze di effetto associate ai VCE, c'è una colonna relativa alla durata della perdita, che prende come valori:

- 30 o 60 secondi,
- o "lungo".

Le 2 durate esplicite (30 e 60 s) corrispondono ai tempi di isolamento delle perdite per mezzo delle misure di gestione del rischio (o MMR) descritte nel capitolo 6.

L'aggettivo "lungo" è usato per tutti i casi di perdite non controllate dalla MMR. Quindi, non vengono forniti ulteriori dettagli ("lunghe" che coprono situazioni che possono essere diverse) perché i calcoli mostrano che:

- non appena si osserva una perdita, si forma una nube esplosiva che cresce di dimensioni nel tempo,
- e dopo pochi minuti di solito la dimensione è massima e non cresce più.

In altre parole, per quanto riguarda la distanza del LIE, che è la distanza desiderata degli effetti, la durata della scarica non ha più alcuna influenza e quindi non viene presa in considerazione nel dettaglio.

Tuttavia, la riduzione della durata della perdita rimane molto importante perché limita necessariamente il tempo critico durante il quale una nube rimane esplosiva, prima di essere diluita abbastanza da diventare non esplosiva.

5.3 FREQUENZA DEGLI EVENTI PERICOLOSI

5.3.1 Approccio, ipotesi e riferimenti

a) Il caso della BLEVE

Come indicato nel sottocapitolo 4.4, non vi è alcun feedback utilizzabile. Le frequenze BLEVE saranno quindi valutate per analogia con quanto comunemente accettato per il GPL in particolare.

A questo proposito, si può fare riferimento a (HSE, 2012) o (Heirman, 2009) per estrarre direttamente una classe di frequenza. Dalla consultazione di queste opere, risulta che le frequenze tra le classi D ed E variano¹⁴. In sostanza, la classe E è spesso giustificata dalle strutture:

- per le quali è stata effettuata un'analisi del rischio dedicata per dimostrare le frequenze molto basse di guasti o di eventi iniziali in grado di portare ad un BLEVE,
- spesso dotate di mezzi di raffreddamento in caso di incendio (tipico evento di innesco per portare ad un BLEVE)

b) Approccio generale ai casi di perdite

In assenza di banche dati sugli incidenti di GNL (a parte alcuni elementi sparsi discussi di seguito), si può adottare l'approccio presentato nella figura seguente.

¹⁴ Vedi Figura 18 per le definizioni di queste classi di frequenza.

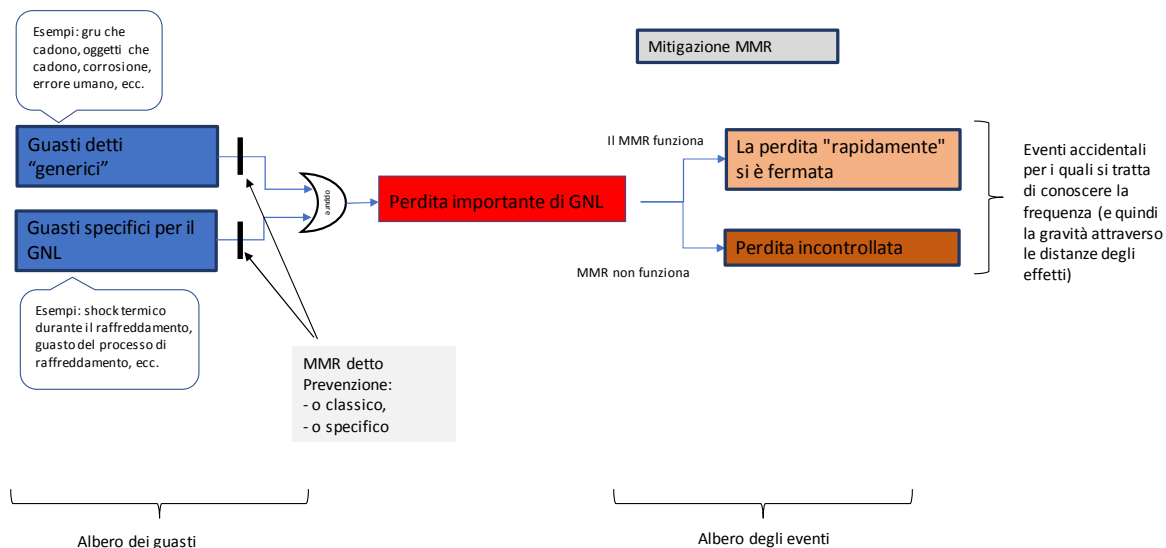


Figura 19 : Avvicinamento generale del nodo a farfalla per determinare le frequenze di dispersione

Tuttavia, lo sviluppo di questo approccio richiede:

- di espandere l'albero dei guasti a sinistra dell'evento di perdita,
- e anche per sviluppare il cosiddetto albero degli eventi alla sua destra.

Questi sviluppi non sono realizzabili nel contesto di uno studio generico, applicabile in vari luoghi, e senza informazioni esplicite sui mezzi effettivamente attuati.

In queste condizioni, vengono effettuate le ipotesi riportate nella figura seguente.

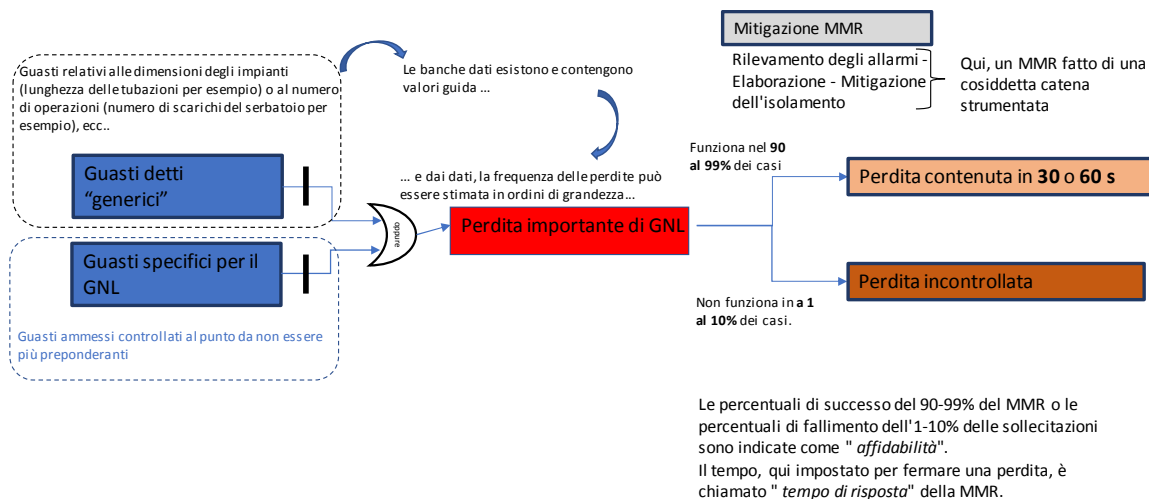


Figura 20 : Approccio applicato nel contesto dello studio

Per essere valido, questo approccio deve essere supportato dal rispetto delle pratiche di cui al capitolo 6 o di pratiche equivalenti.

I dati riportati sul lato sinistro della figura precedente (lunghezze delle tubazioni, numero di trasferimenti, ecc.) sono specificati qui di seguito.

c) Banche dati di riferimento

I valori guida di frequenza proposti sono tratti da due documenti:

- un documento olandese "Manuale di Riferimento Bevi Valutazione del rischio" (RIVM, 2009),
- e un documento HSE del Regno Unito "Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment (HSE, 2012)".

(RIVM, 2009) è un classico riferimento per gli impianti industriali in Francia.

(HSE, 2012) è, tuttavia, meglio documentata sull'apparecchiatura (braccio, tubo flessibile, pompa, ecc.).

L'uso di questi 2 riferimenti è a priori "penalizzante" per i cosiddetti guasti generici nel caso del GNL a causa dei materiali utilizzati (acciaio inossidabile altamente duttile) e delle differenze tecnologiche (serbatoio a doppia parete, ecc.) associate a questo prodotto.

Inoltre, viene utilizzato il feedback di SHELL da parte dei suoi clienti consegnati in GNL con autocisterna (vedi il prossimo §).

La seguente tabella mostra il database da utilizzare per ogni tipo di apparecchiatura principale.

Attrezzatura	(RIVM, 2009)	(HSE, 2012)	Feedback SHELL
Serbatoi	✘		
Tubazioni	✘		
Pompe	✘	✘	
Compressori		✘	
Braccio su nave/chiatta		✘ (vedi sotto)	
Flessibile sul veicolo		✘	✘ (vedi sotto)

Tabella 14: Basi di dati

d) Osservazioni sui casi di tubi flessibili sui veicoli

I valori di frequenza nel documento HSE (2012) sono modulati in funzione della presenza di misure di sicurezza: cunei per veicoli, prove di tenuta, sistema di fuga. Tuttavia, si verifica una frequenza di rottura (sezione 100 %) di $4,10^{-6}$ occorrenza/trasferimento.

Dal canto suo, il feedback dell'esperienza SHELL copre 4.961.400 trasferimenti di tubi flessibili senza incidenti. Questi trasferimenti devono essere effettuati con 3 misure preventive (cunei per ruote, servofreno a mano, prova di tenuta) senza "fuga".

Dall'analisi statistica, SHELL ottiene il seguente valore per la rottura di un tubo flessibile:

- Livello di fiducia = 50% $\Rightarrow F_{ER}^{15} = 1.4 \cdot 10^{-7}$ /trasferimento
- Livello di fiducia = 90% $\Rightarrow F_{ER} = 4.7 \cdot 10^{-7}$ /trasferimento

Per questo esempio, viene esplicitamente dimostrato che i valori possono differire di un fattore 10. La ricerca di un ordine di grandezza nella migliore delle ipotesi è quindi già un obiettivo, a volte non facile da raggiungere.

Il valore proposto da SHELL, basato sul feedback dell'esperienza, viene mantenuto.

e) Osservazioni sui casi di bracci per navi e chiatte

In (HSE, 2012), si presume che i bracci siano dotati di un sistema di accoppiamento di rilascio d'emergenza (ERC) con allarme di spostamento. Si presume quindi che questo sistema si guasti con le valvole di isolamento che rimangono aperte.

f) Sintesi delle frequenze di perdita

Di seguito sono riportate le frequenze di dispersione tipiche più utili in questo contesto.

¹⁵ F_{ER} per Evento temuto in frequenza

Perdite sulle tubazioni

Diametro DN	Frequenza di perdita 100 % sezione [33% DN-100% DN]	Frequenza di perdita di falla intermedia 10 % sezione [10% DN-33% DN] (*)
< 75 mm	$1 \cdot 10^{-6}$ /anno.m	$9.6 \cdot 10^{-6}$ /anno.m
da 75 a 150	$3 \cdot 10^{-7}$ /anno.m	$1.3 \cdot 10^{-6}$ /anno.m
> 150 mm	$1 \cdot 10^{-7}$ /anno.m	$7.9 \cdot 10^{-7}$ /anno.m

Tabella 15: Frequenze di perdita generiche dei tubi

(*): valori interpolati da TechnipFMC a partire da valori esplicitamente pubblicati.

Perdite su braccia e tubi flessibili

	Frequenza di perdita 100 % sezione (/operazione)	Misure prese in considerazione
Flessibile sul veicolo	$4 \cdot 10^{-7}$ /operazione	2 misure preventive (cuneo,...) + prova di tenuta
Braccio sulla nave	$7 \cdot 10^{-6}$ /operazione	ERC e allarme spostamento

Tabella 16: Frequenze di perdita generiche su bracci e tubi flessibili

La tabella sopra riportata mostra che le frequenze di perdita per ogni operazione sono più alte sui bracci che sui tubi flessibili. Questa osservazione contro-intuitiva deriva dal feedback della Shell sui tubi flessibili (vedi nota in d)), che non è disponibile sui bracci.

g) Influenza dei cosiddetti MMR di mitigazione

In relazione al cosiddetto albero degli eventi (parti rettilinee delle figure precedenti) si possono citare diversi MMR. Ma di solito è una catena di elementi con:

- un mezzo di rilevamento (ad es. sensori per la presenza di gas naturale nell'aria),

- un mezzo per l'elaborazione degli allarmi (automa di sicurezza),
- e un mezzo per ridurre le conseguenze (in questo caso, l'isolamento delle perdite per mezzo di valvole di sicurezza).

Esempi di tali MMR sono riportati nel capitolo 6.

In secondo luogo, un MMR è caratterizzato da:

- affidabilità,
- e un tempo di risposta.

Questi 2 elementi sono esplicitamente mostrati nella figura 20 di cui sopra. Nel contesto dello studio, è stato ammesso:

- un'affidabilità tra 10^{-1} o $<10^{-1}$ (ma non $< 10^{-2}$) con alcune riserve spiegate di seguito,
- e tempi di risposta che vanno da 30 s nel caso degli impianti più piccoli a 60 s nel caso degli impianti più grandi; questo tempo di risposta dipende dal tempo cumulativo necessario per rilevare, elaborare e chiudere le valvole (è implicitamente accettato che la chiusura delle valvole su grandi tubazioni richiede più tempo).

h) Probabilità di accensione

Le probabilità di accensione di una fuga di gas sono indicate di seguito. Questi valori si riferiscono all'accensione ritardata di perdite di breve (< 30 s) e lunga durata (> 30 s) e possono essere derivati da (Flauw, 2015).

	Zona ATEX (inclusa stazione di scarico)	Zona non ATEX con basso traffico (dentro e fuori dal sito)	Altre zone non ATEX
Perdite a breve termine (<30 s)	0,1	0,1	1
Perdite a lungo termine (>30 s)	0,1	1	1

Tabella 17: Probabilità di accensione

Nel caso di perdite di GNL, dato che le fuoriuscite sono di almeno 30 s e dato che l'evaporazione del liquido sul terreno (o sull'acqua) può continuare anche dopo che la perdita è stata arrestata, sembra che si debba mantenere una probabilità di 1, nel contesto.

5.3.2 Frequenza degli eventi pericolosi

Le frequenze di ogni fenomeno pericoloso finora considerato sono riportate nella seguente tabella.

Condizioni	Fen./ Ev. per.	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
Pressurizzato	BLEVE	1	Autocisterna	Cisterna portatile	no	D/E
		2	Cisterna ferroviaria o cisterna di dimensioni intermedie	Cisterna portatile		D/E
		3	Stoccaggio pressurizzato in stazione Fabbrica o Porto	Capacità fissa		D/E
		4	Stoccaggio pressurizzato ad alta capacità nella stazione Porto	Capacità fissa		D/E
Pressurizzato	VCE	5	Perdita "al 100% di sezione%" in un tubo flessibile da 65 mm utilizzato per lo scarico dei camion cisterna	200 operazioni per turno con 5 turni di solito	Funzione nominale Perdita di 30 s	C/D
		6				Anomalia Fuoriuscita "lunga"

Condizioni	Fen./ Ev. per.	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		7	Perdite "al 100% di sezione%" di un tubo flessibile da 80 mm durante lo scarico di petroliere in una stazione Porto	Come sopra	Funzione nominale Perdita di 30 s	C/D
		8	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Porto	Da 10 a 50 operazioni all'anno	Funzione nominale Perdita di 30 s	C/D
Pressurizzato	VCE	9	Perdita nota come "a sezione del 10%" di una perdita da una condotta di GNL da 3".	Lunghezza di poche decine di metri al massimo	Funzione nominale Perdita di 30 s	D

Condizioni	Fen./ Ev. per.	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		10	Perdite: - chiamato "a sezione del 10%" da un lungo gasdotto GNL da 8", - o "al 100% di sezione%" da un tubo corto con un diametro di circa 3" (tubazioni di processo)	- Da 100 a 500 m di lunghezza per un tubo da 8". - Diverse decine di metri per un tubo da 3".	Anomalia Fuoriuscita "lunga"	- C / D - D / E
		11	Il "al 100% di sezione%" perde da una condotta con un diametro di circa 6" (condotte di processo).	Diverse decine di m	Funzione nominale	D/E
		12			Perdita di 30 s Anomalia Fuoriuscita "lunga"	E
Pressurizzato	VCE	13	Fuoriuscita da una valvola di un singolo serbatoio, in stazioni Fabbrica o Porto.	Questi casi dipendono dalle frequenze	Anomalia Fuoriuscita "lunga"	B -C

Condizioni	Fen./ Ev. per.	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		14	Fuoriuscita da diverse valvole nella stazione Porto.	trasferimento ma anche dai mezzi di sicurezza sui livelli del liquido nel serbatoio (considerato difettoso di fronte).		D, di solito
Pressurizzato	Getto di fuoco	15	Flusso di 5 kg/s da una falla di 25 mm	Tutti questi casi dipendono dalla sezione, dalla sede della perdita.	Funzione nominale	C, di solito
		16	Flusso di 12 kg/s da una falla dello scarico della pompa			C, di solito
		17	Flusso di 32 kg/s da una falla di 66 mm			D, di solito
		18	Flusso di 133 kg/s da una falla di 132 mm			E, di solito
Non pressurizzato	VCE	19	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	Da 10 a 50 operazioni all'anno	Funzione nominale Perdita di 30 s	C / D

Condizioni	Fen./ Ev. per.	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
		20	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	Ordine di grandezza del centinaio di bunkeraggi per turno/anno (tenendo conto del traffico Traghetto/RoRo e LoLo)	Funzione nominale Perdita di 30 s	C
		21	Perdita "al 100% di sezione%" in un braccio più grande usato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	Da 10 a 50 operazioni all'anno	Funzione nominale Perdita di 60 s	C / D
		22	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per caricare un'imbarcazione di tipo Nave Grande in una stazione Grand Port.	Tipicamente 5 operazioni / anno	Funzione nominale Perdita di 60 s	D

Condizioni	Fen./ Ev. per.	Caso n.	Contesto	Dati importanti	Considerazione di un MMR	Classe di frequenza selezionata
Non pressurizzato	VCE	23	Tipico caso di perdita detta "a sezione del 10%" da una condotta di GNL da 8".	Da 100 a 500 m di lunghezza di tubazioni di trasferimento	Anomalia	D
					Fuoriuscita "lunga"	
		24	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".		Funzione nominale	C / D
					Perdita di 30 s	
		25	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 12".		Anomalia	D
					Fuoriuscita "lunga"	
		26	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	Funzione nominale	C / D	
				Perdita di 60 s		
		27	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 16".	Anomalia	D	
				Fuoriuscita "lunga"		
		28	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	Funzione nominale	C / D	
				Perdita di 60 s		

Tabella 18: Frequenze dei fenomeni pericolosi

Oltre alle informazioni già registrate nella precedente tabella, vanno considerate anche le seguenti osservazioni.

Le frequenze BLEVE sono date come intervalli dalla classe D a quella marcata E (cioè, 10^{-5} oc./anno in ordini di grandezza o meno). Le classi fornite in grassetto sono quelle più comunemente utilizzate negli studi con l'esperienza dell'autore. Le BLEVE di capacità mobile emergono come a priori più frequenti (anche se va ricordato che nel caso specifico del GNL, il feedback dell'esperienza reale rimane insignificante) perché sono considerate più esposte al rischio di incendio nelle vicinanze.

Le altre frequenze sono espresse con intervalli perché le loro valutazioni dipendono da:

- di lunghezza del tubo,
- o una serie di operazioni di trasferimento,

che sono a loro volta dati stimati utilizzando intervalli approssimativi.

Spetta poi al lettore scegliere una classe di frequenza piuttosto che un'altra, confrontando i propri dati con le indicazioni fornite nella 5° colonna della tabella precedente.

Inoltre, è esplicitamente indicato nella colonna 6^a della tabella precedente, se un MMR è preso in considerazione o meno. Come ricordato nel precedente sottocapitolo o visibile in figura 20, una perdita "lunga", per esempio, sarà osservata solo se:

si verifica l'evento "Perdita" accidentale (la frequenza dipende dai dati relativi alla lunghezza dei tubi, alle operazioni, ecc.)

E se la MMR di mitigazione non sarà operativa per fermare rapidamente la perdita.

Il logico "AND" citato sopra implica una riduzione della frequenza delle perdite "lunghe".

In queste condizioni, molte frequenze possono essere ridotte fornendo un MMR. Inoltre, anche le frequenze che sono state ridotte a causa di un MMR potrebbero essere ulteriormente ridotte con un secondo MMR (indipendentemente dal primo 1).

Le frequenze citate nella tabella precedente possono quindi essere modulate in base ai MMR effettivamente previsti.

In alcuni casi, l'aggiunta di un MMR può ridurre una frequenza (di nuovo una perdita "lunga"). Tuttavia, il guadagno su una distanza di effetto può essere relativamente piccolo o almeno stimato come tale. Questo aiuta a spiegare in questa fase del documento perché alcuni scenari di incidente sono stati considerati con e senza MMR: per fornire una guida al lettore.

Si ricorda che le probabilità di accensione sono state prese ovunque pari a 1. Si tratta di un'ipotesi ragionevole alla luce delle (maggiori) perdite considerate. Tuttavia, è per natura eccessiva e lo sarebbe ancora di più se si mantenessero basse le perdite di flusso.

Infine, in alcune normative¹⁶, si può assegnare un diametro massimo alle perdite più grandi. Questo diametro può essere inferiore ai diametri di perdita più grandi considerati in questo documento. Pertanto, viene fornita una casistica, ma senza pregiudicare le scelte da effettuare per mantenere o meno determinati casi, anche in base alla normativa.

¹⁶ In Francia, un gasdotto interrato, considerato come un gasdotto di trasmissione, sarà associato a rischi di perdite importanti a causa di una falla di 70 mm in assenza di movimenti prevedibili del terreno. Per le tubazioni aeree, incorporate in un ICPE, il diametro di perdita maggiore sarà generalmente molto più grande.

5.4 SINTESI DEL RISCHIO

Le distanze d'effetto e le frequenze dei fenomeni pericolosi sono raggruppate nella seguente tabella.

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
Pressurizzato	BLEVE	1	Autocisterna	86	130	206	D/E
		2	Cisterna ferroviaria o cisterna di dimensioni intermedie	125	184	294	D/E
		3	Stoccaggio pressurizzato in stazione Fabbrica o Porto	166	240	386	D/E
		4	Stoccaggio pressurizzato ad alta capacità nella stazione Porto	354	484	792	D/E
Pressurizzato	VCE	5	Perdita "al 100% di sezione%" in un tubo flessibile da 65 mm utilizzato per lo scarico dei camion cisterna	100		110	C/D
		6		123		135	D/E
		7	Perdite "al 100% di sezione%" di un tubo flessibile da 80 mm durante lo scarico di petroliere in una stazione Porto	148		163	C/D

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
		8	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Porto	440		484	C/D
		9	Perdita nota come "a sezione del 10%" di una perdita da un gasdotto GNL da 3".	60		66	D
		10	Perdite: - chiamato "a sezione del 10%" da un lungo gasdotto GNL da 8", - o "al 100% di sezione%" da un tubo corto con un diametro di circa 3" (tubazioni di processo)	da 180 a 210		da 200 a 230	- C / D - D / E
		11	Perdite "al 100% di sezione%" di un tubo con un diametro di circa 6" (condotte di processo).	290		319	D/E
		12		360		396	E

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
		13	Fuoriuscita da una valvola di un singolo serbatoio, in stazioni Fabbrica o Porto.	52		57	B -C
		14	Fuoriuscita da diverse valvole nella stazione Porto.	220		242	D, di solito
Pressurizzato	Getto di fuoco	15	Flusso di 5 kg/s da una falla di 25 mm	49	53	60	C, di solito
		16	Flusso di 12 kg/s da una falla dello scarico della pompa	73	80	90	C, di solito
		17	Flusso di 32 kg/s da una falla di 66 mm	125	138	155	D, di solito
		18	Flusso di 133 kg/s da una falla di 132 mm	215	240	270	E, di solito
Non pressurizzato	VCE	19	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	380		418	C / D
		20	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per caricare una nave tipo Traghetto in una stazione Grand Port.	310		340	C

Condizione	Fenomeno pericoloso	Caso n.	Contesto	Distanze d'effetto SELS (m)	Distanze effetto SEL (m)	Distanze a effetto SEI (m)	Frequenze
		21	Perdita "al 100% di sezione%" in un braccio più grande usato per scaricare una nave in una stazione Grand Port.	860		946	C / D
		22	Perdita "al 100% di sezione%" di un braccio utilizzato per caricare un'imbarcazione di tipo Nave Grande in una stazione Grand Port.	590		649	D
		23	Tipico caso di perdita detta "a sezione del 10%" da una condotta di GNL da 8".	175		192	D
		24	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	140		154	C / D
		25	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 12".	270		297	D
		26	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	143		157	C / D
		27	Come sopra, tranne per il fatto che questo è una condotta da 16".	410		451	D
		28	Come sopra, ma con la diffusione contenuta in "pipeway".	151		166	C / D

Tabella 19: I rischi associati ad ogni ca

6 RACCOMANDAZIONI DI BUONA PRATICA

6.1 GENERALE

Le raccomandazioni delle norme devono essere seguite. A titolo di esempio e non per fornire un elenco, si dovrebbe fare riferimento in particolare a:

- EN 1473: Impianti e attrezzature per il gas naturale liquefatto - Progettazione di impianti a terra,
- oppure EN 1474: Impianti e attrezzature per gas naturale liquefatto - Progettazione e collaudo di bracci di carico/scarico.

Quindi, alcune raccomandazioni e buone pratiche sono discusse nella sostanza nei seguenti sottocapitoli, considerando:

- regole generali di sicurezza,
- serbatoi e linee collegate,
- misure di controllo del rischio costituite da elementi di rilevamento, elaborazione di allarmi e altri sistemi di attraversamento di soglia e di azione d'emergenza (arresto d'emergenza, depressurizzazione d'emergenza, ecc.)
- la raccolta di bocchette di ventilazione,
- raccolta delle perdite,
- sistemi di protezione antincendio.
- e gli effetti domino.

6.2 NORME GENERALI DI SICUREZZA

La classificazione delle zone pericolose deve essere effettuata con particolare riguardo alle aree di carico/scarico.

Inoltre, il traffico e il parcheggio dei veicoli all'interno del sito devono essere definiti in conformità con il piano di sicurezza del porto.

6.3 STOCCAGGIO E LINEE COLLEGATE

6.3.1 Regole di progettazione

Le regole per la progettazione dei vari impianti di stoccaggio (pressurizzati o meno) sono disponibili in norme come quelle citate al punto 6.1.

6.3.2 Linee di collegamento di stoccaggio a pressione

a) Riempimento

Nella stazione "Fabbrica", i serbatoi hanno una doppia alimentazione: in fase liquida e in fase gassosa. Questo dispositivo permette all'autista dell'autocisterna di regolare la pressione finale del serbatoio dopo il riempimento.

Nella stazione "porto" il riempimento viene effettuato solo attraverso la fase di gas del serbatoio.

b) Bilanciamento

Se più serbatoi sono installati in parallelo, si raccomanda di collegare tra loro i serbatoi per le parti liquide e vaporose, in modo da bilanciare i loro livelli di liquido e di pressione. Il progetto deve consentire l'uso di tutti i serbatoi come un unico serbatoio.

Tuttavia, per motivi di sicurezza, deve essere possibile, se necessario, isolare ogni serbatoio singolarmente.

c) Riempimento

Per qualsiasi linea dalla quale si determina la velocità di trasferimento (piuttosto bassa nel contesto di una stazione "Fabbrica") e regolare, si può raccomandare l'installazione di un limitatore di flusso sul punto di intercettazione.

6.3.3 Linee di collegamento per magazzini non pressurizzati

a) Riempimento

Per motivi di sicurezza, tutti i collegamenti vengono effettuati dalla parte superiore del serbatoio o dei serbatoi. Non ci sono penetrazioni di linea o altri inserti sui lati o sul fondo del serbatoio. I serbatoi hanno una doppia alimentazione: in fase gassosa o liquida (con una specifica linea che scende dall'interno, dall'alto verso il basso del serbatoio) per evitare fenomeni di stratificazione del GNL.

b) Bilanciamento

Se più serbatoi sono installati in parallelo, si raccomanda di collegarli tra loro per la parte di vapore, in modo da bilanciare il loro livello di pressione. D'altra parte, per motivi di sicurezza, ogni serbatoio deve poter essere isolato individualmente, se necessario.

c) Riempimento

È necessario installare pompe sommerse per estrarre il GNL dall'interno del serbatoio. Ogni pompa è installata in un tubo aperto sul fondo del serbatoio e collegata in alto alla linea di trasferimento del GNL.

Il serbatoio può essere dotato di più pompe, se necessario, con altrettanti tubi all'interno.

6.4 CATENA DI SICUREZZA / MMR CHIAMATO STRUMENTATO

6.4.1 Presentazione generale

Le MMR strumentate corrispondono per la maggior parte del tempo ad una catena di 3 "blocchi":

- il blocco "rilevamento", compresa la rilevazione da parte di un operatore,
- il blocco di trattamento,
- e il blocco "isolamento/azioni di sicurezza".

Una catena di questo tipo (strumentata), progettata per ridurre le conseguenze di una perdita (potenzialmente seguita da un incendio), è descritta nella figura seguente. Poiché l'obiettivo è quello di ridurre le conseguenze di un evento accidentale, questi MMR sono spesso indicati anche come MMR di mitigazione.

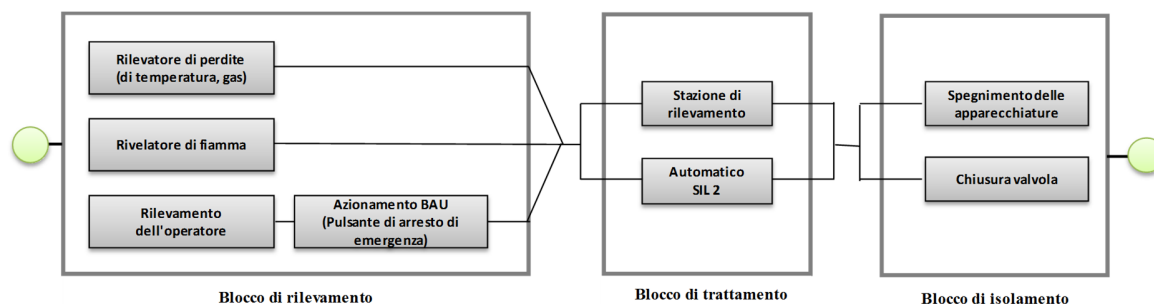


Figura 21 : Architettura delle catene di sicurezza strumentate o MMR

I seguenti sottocapitoli descrivono dettagliatamente ogni blocco in modo da includere una revisione delle raccomandazioni relative alle apparecchiature di sicurezza.

6.4.2 Proprietà

Qualunque sia la tecnologia degli elementi di ogni blocco, tutte le catene possono essere caratterizzate da 3 proprietà o caratteristiche:

- la loro efficacia,
- la loro affidabilità,
- e il loro tempo di risposta

L'efficienza è probabilmente la proprietà più difficile da definire in modo inequivocabile. In genere permette di confrontare le conseguenze di un incidente con o senza catena o MMR. Ad esempio, può essere una questione di confronto:

- una distanza dal LIE se una perdita non è contenuta,
- con quella ottenuta per una perdita che era contenuta dagli elementi della MMR.

Tuttavia, questi confronti sono frammentari. Nell'esempio citato, non sembra che nel primo caso il rischio persista per un periodo di tempo "lungo", mentre nel secondo caso è efficace per un periodo di tempo molto più breve.

Inoltre, l'efficacia viene talvolta utilizzata per descrivere l'idoneità della MMR per gli incidenti. Ad esempio, un MMR può essere efficace per grandi perdite, ma non efficace per piccole perdite perché la dimensione della maglia del rivelatore può essere troppo grande per queste

ultime. L'efficienza si riduce poi a giustificare la progettazione/dimensionamento a volte della MMR.

L'affidabilità e il tempo di risposta sono proprietà già definite e illustrate nel sottocapitolo 5.3.

In questa sede si dirà solo che i livelli di affidabilità dipendono da:

- le caratteristiche tecnologiche degli elementi che compongono la MMR, che è una catena,
- e anche volte tra 2 test per verificare che funzioni correttamente.

In sostanza, più lungo è il tempo tra due prove, meno affidabile è il test. I livelli di affidabilità mantenuti a priori in questo documento nel sottocapitolo 5.3 sono associati ad intervalli di prova di un anno.

6.5 RILEVAZIONE

6.5.1 Generale

I sensori con funzioni di sicurezza (pressione, livello GNL, ecc.) devono essere indipendenti dalle sequenze di misura per il funzionamento.

Le misure e gli allarmi devono essere trasmessi al luogo di controllo.

Gli allarmi devono essere trasmessi anche all'operatore che può trovarsi sul posto o in un sito remoto (ufficio operativo, ...).

La manutenzione della strumentazione deve essere possibile durante il normale funzionamento del magazzino.

Tuttavia, quando è richiesta la disattivazione del deposito, la strumentazione deve avere una ridondanza sufficiente per un intervento in sicurezza.

Al di là delle generalità di cui sopra, prima di esaminare ogni tipo di rivelatore, si distinguono nuovamente i casi di stoccaggio pressurizzato o non pressurizzato.

6.5.2 Rilevamento/misurazione del livello

a) Serbatoi pressurizzati

Come mezzo di protezione contro il rischio di troppopieno sono consigliati dispositivi di misurazione del livello del liquido indipendenti e altamente precisi, piuttosto che un sistema di troppopieno.

I serbatoi devono essere dotati di strumentazione per il monitoraggio del livello di GNL e per l'adozione delle necessarie misure preventive/elusione (troppopieno). In particolare, questa strumentazione deve essere in grado di:

- misurare continuamente il livello del liquido attraverso un sistema di affidabilità adeguato, questo sistema deve includere due allarmi, uno per i livelli alti e uno per i livelli molto alti,
- avere un rilevamento di livello molto elevato che deve essere basato su un'adeguata strumentazione affidabile, indipendente dal sistema di misura di livello precedente; esso deve, in caso di attivazione, implementare la funzione di chiusura delle valvole di riempimento sulle linee di alimentazione e di ricircolo.

Se richiesto dall'analisi dei rischi, il dimensionamento delle valvole alla velocità di riempimento del liquido può essere una misura per prevenire/evitare danni strutturali al serbatoio.

Se viene montato un tubo di troppo pieno, esso deve passare attraverso il contenitore del serbatoio ad un'altezza almeno pari al livello dell'allarme "livello molto alto". Un sensore di temperatura deve rilevare la presenza di liquido nel tubo e azionare l'apertura di una valvola e lo scarico in un luogo sicuro.

b) Serbatoi non pressurizzati

Per i serbatoi non pressurizzati valgono le stesse raccomandazioni che per i serbatoi pressurizzati. Tuttavia, a causa della bassa resistenza alla pressione, l'analisi dei rischi può portare al raddoppio indipendente del sistema di misura del livello.

6.5.4 Rilevamento/misurazione della pressione

a) Serbatoi pressurizzati

Il serbatoio deve essere dotato di strumentazione, installata in modo permanente nei luoghi appropriati, per monitorare la pressione come segue:

- misura continua della pressione,
- rilevamento di pressione "troppo alta", con strumentazione indipendente dai sistemi di misura continua della pressione; deve attivare l'arresto delle operazioni in corso (navi cisterna di scarico, metaniere, ecc.) e delle apparecchiature (pompe).

Per prevenire i rischi associati alle variazioni della pressione atmosferica, la strumentazione utilizzata per il rilevamento deve essere effettuata in unità di misura relative.

b) Serbatoi non pressurizzati

Per i serbatoi a bassa pressione valgono le stesse raccomandazioni valide per i serbatoi in pressione.

Inoltre, è necessario installare:

- una misurazione della pressione differenziale tra lo spazio di isolamento e l'interno dell'involucro primario¹⁷ quando non sono in comunicazione; a questo scopo, nello spazio di isolamento termico devono essere installati o sensori di pressione differenziale o sensori di pressione separati,
- una rilevazione di "pressione troppo bassa", mediante una strumentazione indipendente dai sistemi di misura della pressione continua; essa deve attivare l'arresto delle macchine (pompe, compressore del gas di evaporazione,...) e l'iniezione automatica del gas di servizio.

¹⁷ I serbatoi non pressurizzati sono spesso costituiti da 2 recipienti di contenimento, un recipiente di contenimento primario contiene il prodotto in situazione nominale e l'altro recipiente di contenimento secondario potrebbe contenere il prodotto in caso di perdita di tenuta del recipiente primario. Lo spazio tra i 2 altoparlanti contiene l'isolamento.

6.5.6 Rilevamento/misurazione della temperatura

Un serbatoio non pressurizzato deve avere una strumentazione installata in modo permanente in luoghi appropriati per misurare la temperatura:

- del liquido a diverse altezze, la distanza verticale tra due sensori di temperatura consecutivi non deve superare i 2 m.
- della fase gassosa.

Inoltre, i serbatoi di tipo a piena integrità devono avere misure di temperatura:

- della parete e del fondo del recinto primario
- della parete e del fondo del recinto secondario.

6.5.7 Rilevamento/misurazione LTD

Per i serbatoi non pressurizzati, la temperatura e la densità del GNL devono essere misurabili su tutta l'altezza del liquido.

Questo cosiddetto strumento LTD ("Level, Temperature, Density") deve anche fornire il profilo di temperatura e densità del GNL nel serbatoio, in funzione del livello.

Questo strumento viene utilizzato per rilevare la formazione di strati di GNL ed evitare che si verifichi un ribaltamento che ne potrebbe derivare.

6.5.8 Rilevamento di perdite e incendi

a) Generale

In questo paragrafo sono elencati i tipi di rilevatori adatti a possibili perdite di GNL su apparecchiature e condotte.

Nelle aree associate alle apparecchiature, i rivelatori mostrati sono rivelatori di campo (o ambientali).

Per le condotte si possono considerare anche i cosiddetti rilevatori in linea (pressostato, flussometro, ecc.). Non vengono presentati in questa sede perché la loro attuazione in una catena di sicurezza può essere inadeguata su condotte che funzionano a intermittenza.

b) Rilevatori su area/attrezzatura

Queste aree sono sistematicamente dotate di 3 tipi di rilevatori:

- sensori catalitici ("esplosimetro") o sensori di punto IR,
- sensori di bassa temperatura,
- rivelatori di fiamma UV/IR o IR3¹⁸.

In alcune aree particolari (area di contenimento, sorveglianza perimetrale, ...), possono essere utilizzati sensori a raggi infrarossi¹⁹.

c) Rilevatori per condotte

Alcune condotte sono di lunghezza tale da non poter essere coperti dai rilevatori di area associati all'apparecchiatura.

Queste condotte possono essere dotate di fibre ottiche per rilevare una perdita per la caduta di temperatura associata al flusso di GNL molto freddo.

Le condotte che trasportano GNL a bassa pressione hanno un 2° rilevamento tramite sensori catalitici o IR installati nei compartimenti delle condotte quando esistono.

In punti singolari come gli attraversamenti stradali, le condotte, a doppia guaina sotto vuoto, hanno un sensore di pressione per il rilevamento delle perdite.

d) Numero e posizioni dei rilevatori

Il numero e la posizione dei rilevatori dovrebbero essere oggetto di uno studio specifico che non sarà trattato in questo documento. Infatti, i rilevatori devono essere impiantati:

- nelle aree di carico/scarico,
- al magazzino,

¹⁸ I rivelatori UV/IR combinano un sensore UltraViolet e un rivelatore a infrarossi. I distaccatori IR3 combinano 3 sensori IR.

¹⁹ Questi raggi si integrano interpretando i segnali a infrarossi la concentrazione di gas infiammabile su una linea definita tra 2 punti.

- con le relative apparecchiature di processo (riscaldatori, scambiatori di calore, ecc.)

In caso di superamento delle soglie di allarme, devono essere definite anche le azioni di emergenza, come indicato al punto 6.7.

6.6 TRATTAMENTO

6.6.1 Generale

In pratica, il trattamento può essere:

- esclusione automatica degli allarmi provenienti da rilevatori di perdite o di fiamme e da alcuni rilevatori di anomalie,
- o dagli operatori che decidono le azioni da intraprendere (premere il pulsante per l'arresto di emergenza: BAU).

In questo contesto, il numero e le sedi dei BAU devono essere studiati con almeno BAU dedicati:

- alle stazioni di trasferimento,
- in magazzino,
- vicino all'unità che raggruppa le apparecchiature per garantire il raffreddamento del GNL,
- vicino agli uffici operativi.

Quindi, sia che un'operazione di elaborazione sia automatizzata o basata sulle decisioni degli operatori, deve essere definita in anticipo, tenendo conto delle azioni di emergenza più appropriate.

Questi possono poi essere utilizzati come impostazioni di sicurezza:

- parziale quando agiscono solo in parte o in funzione parziale degli impianti,
- di seguito sono riportate le linee guida generali quando agiscono sull'intero impianto, comprese le stazioni di carico/scarico.

Nota: Le azioni di emergenza sono solitamente precedute da un allarme (nessuna azione), attivato con una soglia inferiore, per avvertire in anticipo che si sta verificando una deviazione dalle corrette condizioni di funzionamento.

Nell'ambito di tale contesto, è necessario prevedere esplicitamente l'elaborazione in caso di:

- di livello da molto alto a molto molto alto,
- da molto alta a molto alta pressione,
- pressione da molto bassa a molto molto bassa,
- rilevamento perdite, rilevamento incendi,
- ecc.

Infine, per quanto riguarda le unità di trattamento, sono possibili due tipi:

- una stazione di rilevamento centrale,
- o un sistema di sicurezza automatizzato.

Se l'analisi dei rischi mostra la necessità di 2 MMR indipendenti di "rilevamento-trattamento-isolamento" per escludere uno scenario, è necessario avere queste 2 unità in parallelo.

Altrimenti, quando, ad esempio, si accettano rilasci prolungati, è sufficiente una sola unità.

Il PLC si trova al livello SIL²⁰ "2" in modo da non penalizzare l'affidabilità dell'intera catena.

6.6.2 Trattamento degli eventi accidentali delle navi cisterna per GNL

Per una stazione "porta" occorre considerare un'interfaccia con la metaniera. Le misure di sicurezza associate ai trasferimenti devono essere progettate con:

- una stazione di scarico dotata di valvole di arresto di emergenza comandate a distanza; gli arresti di emergenza sono integrati in sequenze automatizzate,
- un cavo di comunicazione/UA (come raccomandato da SIGTTO²¹ e richiesto da codici e norme) tra la metaniera e la stazione per attivare un arresto di emergenza se necessario.
- sistema "break-away" sui tubi flessibili o PERC²² sui bracci (parte dei sistemi d'azione d'emergenza considerati nel seguente sottocapitolo).

²⁰ Dall'inglese "Safety Integrated Level". Esistono diversi livelli di SIL (1, 2, 3, ...) che indicano un'affidabilità crescente secondo la norma IEC 511.

²¹ Dall'inglese: "Society of International Gas Tanker and Terminal Operators".

²² Dall'inglese: "Powered Emergency Release Coupling".

Gli arresti di emergenza della nave metaniera e dei bracci hanno 2 livelli di azione a seconda dell'entità della deviazione/anomalia rilevata.

6.7 SISTEMI DI AZIONE D'EMERGENZA

6.7.1 Generale

Con i sistemi di azione d'emergenza, sono designati i dispositivi utilizzati per rendere sicure le installazioni chiudendo le valvole di intercettazione, fermando le pompe di trasferimento, i compressori, ...

In generale e in modo simile alla situazione della strumentazione, il sistema di azione d'emergenza va distinto dal sistema di monitoraggio del processo.

Il sistema di protezione antincendio non è incluso (non che non sia associato ad azioni di emergenza) perché ad esso è dedicato un sottocapitolo specifico.

6.7.2 Organi di isolamento

Le valvole azionate da arresti di emergenza hanno caratteristiche fondamentali che devono essere verificate prima dell'installazione e del funzionamento:

- tipo di strumento: sfera,...
- motorizzazione: elettrica, pneumatica,...
- sicurezza positiva: la valvola si sposta nella posizione di isolamento in caso di perdita dell'attuatore,
- sicurezza antincendio (controllo): la valvola sottoposta ad un incendio di GNL mantiene la sua capacità di controllo per un periodo di tempo,
- sicurezza antincendio (tenuta): la valvola sottoposta ad un incendio di GNL mantiene la sua tenuta per un periodo di tempo.

Dove il sito lo permette, le valvole di isolamento sono ad azionamento pneumatico per facilitare la sicurezza positiva (la valvola ha una posizione "fail safe").

Il gas naturale (allora chiamato "gas di servizio") può essere usato per motorizzare le valvole pneumatiche.

Tra i dispositivi di isolamento, vale la pena ricordare anche i dispositivi:

- i cosiddetti giunti "break-away" o "raccordi flip-flap" montati sui tubi flessibili, costituiti da giunti progettati per rompersi in una sezione specifica in caso di eccessiva trazione e dotati di valvole che si chiudono contemporaneamente alla rottura e naturalmente posizionati su entrambi i lati della sezione in cui la rottura è prevista,
- o il cosiddetto "PERC", che è un dispositivo idraulico che permette lo scollegamento rapido di un braccio di carico al comando dell'operatore, in caso di interruzione di corrente o di superamento dell'involuppo operativo²³ di un braccio di carico; questo dispositivo è inoltre dotato di 2 valvole comandate a distanza poste su ciascun lato del punto di scollegamento per limitare la fuoriuscita.

6.7.3 Dispositivi di controllo in caso di alta pressione

Si ricorda che la pressione dei serbatoi deve essere mantenuta tra i valori di esercizio autorizzati.

A questo scopo, nel funzionamento nominale, la pressione viene controllata mediante valvole automatiche, che consentono lo scarico del gas (se la pressione è troppo alta) o l'alimentazione del gas (se la pressione è troppo bassa, vedi capitolo successivo).

Nel funzionamento nominale (al di fuori della situazione di protezione finale), la dispersione del carico di gas può essere inviata nell'atmosfera solo durante episodi molto occasionali. I volumi di gas emessi nell'atmosfera devono essere ridotti il più possibile. La dispersione del carico nell'atmosfera è accettabile solo per piccole installazioni (tipo di impianto). Le installazioni più grandi dovrebbero prendere in considerazione dispositivi come:

- scarico del carico mediante l'invio di gas alle reti o agli utenti,
- raffreddamento della fase gassosa (ad es. mediante uno scambiatore di azoto liquido),
- raffreddamento della fase liquida (ad es. ciclo di Brayton),
- ...

Poi, tornando alle situazioni di emergenza, quando la pressione diventa eccessiva nonostante il sistema di controllo della pressione, vengono impiantate valvole di sicurezza o eventualmente dischi di rottura per sfogare il gas nelle seguenti situazioni finali:

- evaporazione dovuta all'apporto di calore, anche in caso di incendio,
- movimento dovuto ad un possibile troppopieno,

²³ Area dello spazio all'interno del quale il braccio è destinato a muoversi come richiesto.

- un flash improvviso durante il riempimento,
- improvvisi cambiamenti di pressione atmosferica,
- l'improvviso ricircolo ad alto flusso di una pompa,
- un traboccamento nello spazio interparete per i serbatoi non pressurizzati,
- il fenomeno del roll over per i serbatoi non pressurizzati

Il serbatoio deve comprendere almeno due valvole di sovrappressione. Possono rilasciare direttamente nell'atmosfera, tranne quando l'emissione di gas di emergenza porta ad una situazione inaccettabile. In questo caso le valvole devono essere collegate al sistema a torcia o al sistema di sfiato (vedi sotto). Il dimensionamento dei due dispositivi di sicurezza deve essere definito partendo dal presupposto che uno di essi sia fuori servizio.

In alternativa, è anche possibile installare una sola valvola di sicurezza e un solo disco di rottura (al posto di entrambe le valvole). D'altra parte, il feedback mostra difficoltà nel funzionamento e nell'affidabilità di questi sistemi. Non sono, quindi, consigliati.

Per ridurre al minimo le aperture delle valvole, o la rottura del disco, si raccomanda di fornire al sistema di controllo una valvola di sfiato che riduca la pressione prima di aprire le valvole.

6.7.4 Dispositivi di controllo a bassa pressione

In caso di bassa pressione, il gas di alimentazione può essere generato vaporizzando il GNL tramite un'unità PBU (accumulo di pressione). Questa unità è costituita da un vaporizzatore d'aria ambiente. Questo vaporizzatore è installato su un punto di intercettazione della linea di riempimento con un ritorno di fase gassosa dal serbatoio. Poiché questo vaporizzatore ha parti in alluminio che sono vulnerabili in caso di incendio, la linea del vaporizzatore deve essere dotata di valvole di isolamento controllabili a distanza.

6.8 SISTEMI DI RACCOLTA DELLO SFIATO

Come già detto, per ragioni operative o di sicurezza, in alcuni casi è necessario sfogare il gas. Ad esempio, in caso di sovrappressione nei serbatoi, il gas in eccesso deve essere scaricato, o attraverso un sistema di controllo o attraverso valvole come ultima risorsa, per evitare la rottura meccanica del serbatoio.

Il gas deve essere scaricato attraverso uno sfiato, o eventualmente una torcia per impianti molto grandi (se i volumi di gas rilasciati diventano troppo grandi).

Se nel flusso di gas sono presenti goccioline di liquido, il sistema di raccolta deve essere in grado di separarle e non inviarle nell'atmosfera con il gas. È quindi necessario installare sistemi di separazione liquido-gas a monte dello sfiato, come ad esempio un serbatoio di separazione.

Le funzionalità della(e) ventola(e) e delle torce sono quindi:

- recuperare/canalizzare i volumi di gas in modo che non vengano rilasciati nell'atmosfera in modo casuale in tutto il sito della stazione,
- indirizzare/dirigere i volumi di gas recuperati per il rilascio in atmosfera in luoghi specifici, localizzati e controllati,
- evitare la dispersione di gocce di GNL liquido in tutto il sito,
- promuovere la dispersione dei gas a concentrazioni inferiori ai limiti di infiammabilità.

Gli obiettivi di sicurezza sono di vario tipo:

- prevenire gli effetti domino impedendo che una nube di gas infiammabile venga inviata in un'area, o a contatto con apparecchiature o macchinari che potrebbero causarne l'accensione,
- prevenire effetti irreversibili o letali sulle persone impedendo che una nube di gas infiammabile venga inviata in un'area, o a terra, dove il personale può essere presente,
- evitare che il gas venga rilasciato all'esterno dell'involucro della stazione in concentrazioni superiori ai limiti di infiammabilità.
- impedire la formazione di una "pioggia" di gocce di idrocarburi verso aree o individui.

Il sistema di raccolta degli sfiati può essere costituito da un unico sfogo comune (o torcia) o da più piccoli sfiati distribuiti in tutto il sito. In tutti i casi, il suo orientamento o i suoi orientamenti devono soddisfare le funzionalità e gli obiettivi di cui sopra.

Pertanto, nessun elemento che possa causare un blocco involontario può essere installato tra l'ultimo dispositivo di sicurezza (di solito una valvola) e l'uscita dello sfiato (o della torcia).

Lo sfiato (o torcia elettrica) deve essere progettato anche per evitare l'accumulo di acqua (piovana) nei collettori o la costruzione di nidi per uccelli o di ripari per animali, ecc... che potrebbero ostruire l'uscita dello sfiato.

6.9 SISTEMI DI RACCOLTA DELLE PERDITE

6.9.1 Funzioni e obiettivi

Il sistema di recupero delle perdite è progettato per trattenere il GNL localmente in corrispondenza della rottura o in una sede separata.

Gli obiettivi di sicurezza sono di 2 tipi:

- ridurre l'estensione di una chiazza e di conseguenza le dimensioni di una nube esplosiva,
- impedire la formazione di un incendio di pozza che generi un flusso intenso e prolungato su una capacità di GNL (serbatoi, cisterna,...).

Il dimensionamento di un tale sistema richiede il riferimento a scenari di perdita di fase liquida e la considerazione delle condizioni e del tempo di isolamento per questi scenari (in pratica, il tempo di risposta MMR di cui sopra). Questi elementi possono essere estratti dallo Studio sui pericoli, come stabilito in Francia. In particolare, le perdite devono essere esaminate attraverso tutte le prese che non possono essere isolate da 2 dispositivi di isolamento: spina e/o valvola telecomandabile. Le frequenze di queste perdite possono infatti essere abbastanza alte da creare, insieme alla gravità, un rischio inaccettabile.

Ulteriori raccomandazioni sono riportate nei seguenti sottocapitoli, con una distinzione tra:

- aree di recupero, che devono raccogliere e "canalizzare" il GNL,
- e le aree di stoccaggio che devono "immagazzinare" temporaneamente il GNL.

6.9.3 Aree di recupero

Concretamente, le aree devono essere progettate sulla base:

- di aree in calcestruzzo, circondate da canalizzazioni,
- o vasche in cemento armato in linea con l'attrezzatura principale con sufficienti pendenze dirette verso le canalizzazioni.

Queste canalizzazioni possono essere rivestite con pannelli leggeri per:

- limitare l'evaporazione,
- ed evitare una situazione di propagazione della fiamma in un ambiente confinato e allungato che favorisce forti accelerazioni della fiamma e come risultato di esplosioni con alte sovrappressioni.

6.9.4 Capacità di contenimento

Le capacità di contenimento o i serbatoi di contenimento sono più spesso da compensare in modo che, in caso di accensione, i flussi di calore associati all'incendio di pozza non colpiscano l'apparecchiatura circostante riscaldandola pericolosamente.

Successivamente, come già indicato sopra, le capacità devono essere dimensionate tenendo conto delle quantità di GNL che possono essere accidentalmente fuoriuscite per essere estratte da studi di rischio o di sicurezza. In pratica, le ritenzioni previste per le stazioni di trasferimento devono avere almeno la capacità di un serbatoio (ferroviario o stradale, a seconda dei casi).

Il tasso di evaporazione di ogni vasca può essere ridotto al minimo per mezzo di un dispositivo di tipo a schermo galleggiante. La necessità o meno di questo tipo di apparecchiature dipende dal contesto e dai risultati degli studi sui pericoli.

Inoltre, quando la ciotola è a tenuta stagna, il punto basso è dotato di una pompa per l'acqua piovana. Si dice che questa pompa sia "sacrificale" perché verrebbe danneggiata da una perdita di GNL.

Infine, nel caso di impianti di stoccaggio non pressurizzati, gli scarichi di GNL sono a priori i più probabili che si traducano in applicazioni terrestri. In questo contesto, la migliore tecnologia è quella di posizionare le condotte (in particolare le lunghe condotte che collegano le stazioni di trasferimento delle navi all'impianto di stoccaggio) in una "condotta", con pareti laterali in cemento, situata sopra il terreno o nel terreno. Il terreno è un terreno naturale. Queste tubazioni

sono compartimentalizzate con una capacità di ogni compartimento determinata dall'analisi del rischio. Il volume richiesto dipende dal tempo di risposta del sistema di rilevamento dell'isolamento nei compartimenti.

6.10 SISTEMA DI PROTEZIONE ANTINCENDIO

La tabella seguente mostra:

- le funzioni che possono essere fornite da un cosiddetto sistema di protezione antincendio (anche se a volte anche di protezione dalle esplosioni),
- il tipo di apparecchiatura che svolge queste funzioni,
- e osservazioni/informazioni.

Funzioni	Attrezzatura	Osservazioni
Diluizione/dispersione delle nubi	Cortina d'acqua	La diluizione si ottiene per mezzo di aria trascinata da goccioline d'acqua. Questo dispositivo è efficace solo se la nube è a bassa velocità. È inefficace sulle emissioni dei getti. Di conseguenza, è particolarmente utile nel caso di grandi fuoriuscite di GNL a bassa pressione che generano una nube senza una quantità significativa di movimento. Permette così di evitare una deriva della nube verso una zona con punto di accensione o in presenza di persone (corsie di marcia, ecc.).
Prevenzione dell'accensione del serbatoio di GNL	Schiuma di sbarramento	Questo dispositivo è riservato alle grandi installazioni che richiedono una vasca offset profonda e/o di grande superficie. Per una cuvetta di questo tipo, l'analisi del rischio può infatti dimostrare che un flusso di calore intenso e prolungato genera effetti domino aggravanti.
Miscelazione incendio bacino GNL	Schiuma di sbarramento	
Estintori per autocisterne	Estintore mobile	L'incidentologia dei depositi di idrocarburi indica che un incendio di un'autocisterna può verificarsi all'arrivo sul sito. Oltre agli estintori portatili presenti nella stazione di carico/scarico, almeno un estintore da 50 kg è presente nelle vicinanze in un luogo sicuro (al riparo dalle radiazioni dell'incendio da fermare).
Raffreddamento delle capacità	Spruzzatura di acqua	Nel caso di cisterne e cisterne di trasporto, l'irrigazione potrebbe non essere appropriata perché: - se c'è un impatto diretto delle fiamme, le pareti esterne sono portate ad una temperatura elevata (a causa delle fiamme ma anche perché l'isolamento

Funzioni	Attrezzatura	Osservazioni
		<p>dietro le pareti impedisce/limita il trasferimento di calore); questo porta potenzialmente all'effetto Leidenfrost dell'acqua dell'irrigatore e di conseguenza ad un raffreddamento inefficiente,</p> <p>- e se non vi è alcun impatto e i flussi di calore trasmessi per irraggiamento sono moderati, allora l'isolamento (perlite) delle capacità di GNL consente un tempo di tenuta relativamente lungo.</p>
Protezione dell'ufficio operativo, sala strumentazione	Spruzzatura di acqua	Rispetto alle precedenti osservazioni online, tuttavia, è generalmente consigliabile raffreddare gli impianti, come ad esempio le capacità di processo, ad esempio un impianto pericoloso confinante o un ufficio operativo come rifugio per il personale operativo.
Protezione degli impianti vicini	Cortina d'acqua Spruzzatura di acqua	

Tabella 20: Funzioni di protezione antincendio

6.11 EFFETTI DOMINO

Dalle considerazioni del precedente sottocapitolo, sembra che una delle funzioni importanti del sistema antincendio sia quella di evitare una sequenza con sequenze di diversi fenomeni pericolosi, più spesso chiamati "effetti domino".

Lo scopo non è quello di dettagliare i criteri o le soglie che permettono di giudicare la plausibilità degli effetti domino o le modalità per tenerne conto. Come promemoria, va ricordato che il controllo degli effetti domino è in pratica spesso garantito da:

- scelte di ubicazione,
- o da barriere come ad esempio un muro di protezione

Tuttavia, si aggiunge come raccomandazione da considerare:

- in modo "convenzionale", impatti tra 2 impianti pericolosi (come ad esempio una stazione di trasferimento e un impianto di stoccaggio),
- ma anche tra un'installazione pericolosa ed elementi sensibili come, ad esempio, i principali mezzi di protezione antincendio (in particolare la stazione di pompaggio) o i luoghi che ospitano gli operatori ed i telecomandi dei mezzi di sicurezza.

7 CONCLUSIONI -SOMMARIO

Questo documento è dedicato allo studio dei rischi associati alle diverse installazioni e operazioni nei porti, che coinvolgono il GNL, come quello di Tolone.

Oltre alle introduzioni, alle conclusioni e ai riferimenti bibliografici, comprende:

- un capitolo 2 che descrive una situazione pratica, che è quella del porto di Tolone; attraverso la descrizione del porto, vengono evidenziati gli elementi tipici da prendere in considerazione per uno studio come i flussi di GNL previsti, l'ubicazione o l'ambiente degli impianti,
- si deduce quindi quali potrebbero essere i tipici impianti di stoccaggio e trasferimento di GNL, nonché i flussi tra i vari impianti. Anche le descrizioni riportate nel capitolo 3 sono a priori tipiche, dato che in un caso reale i flussi sono diversi, le dimensioni delle condotte sono diverse, ecc. dovrebbero essere da considerare. I valori utilizzati in questo documento devono tuttavia fornire un quadro di riferimento per molti casi pratici,
- poi, i pericoli associati al GNL e ai processi sono esaminati e identificati in termini di natura nel capitolo 4; emergono 28 fenomeni pericolosi che introducono altrettanti rischi tipici; tra questi vi sono principalmente i getti di fuoco e le varie esplosioni,
- tali rischi sono poi caratterizzati in termini di frequenze e conseguenze nel successivo capitolo 5; le frequenze sono espresse in classi di frequenze di accadimento per anno (considerando diverse potenze di 10: 1 oc. ogni 100 anni, ogni 1000 anni, ecc.); le conseguenze sono espresse in termini di distanze al di sotto delle quali si potrebbero avvertire effetti sulla salute umana; i rischi così caratterizzati potrebbero, nella vita reale, essere accettati o meno a seconda del sistema normativo di riferimento da applicare (tale sistema di riferimento varia da un paese dell'UE all'altro e non è definito nel presente documento),
- infine, il capitolo 6 è dedicato alle raccomandazioni che possono aiutare a ridurre i rischi.

8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

Flauw Y. (2015)

Proposta di un metodo semiquantitativo per la valutazione delle probabilità di accensione
ARD 71 - Operazione B
Rapporto INERIS con riferimento DRA-13-133211-12545A.

Responsabile Salute e Sicurezza (2012),

Dati relativi al tasso di guasto e agli eventi da utilizzare nell'ambito delle valutazioni del rischio.

PCAG chp_6K Versione 12 - 28/06/12

Heirman J.P. (2009)

FREQUENZE DI MANO 2009 per la redazione di un RAPPORTO DI SICUREZZA.

Numero di deposito: D/2009/3241/355

Governo fiammingo.

MEEDDM (2010)

Circolare del 10 maggio 2010 che riassume le regole metodologiche applicabili agli studi sui pericoli, alla valutazione dell'approccio di riduzione del rischio alla fonte e ai piani di prevenzione del rischio tecnologico (PPRT) negli impianti classificati ai sensi della legge del 30 luglio 2003.

Mouilleau Y., Lechaudel J.F. (1999)

Guida ai metodi per la valutazione degli effetti di un'esplosione di gas all'aria aperta

Relazione con riferimento a INERIS DRA - YMo/YMo-1999-20433.

RIVM (2009)

Manuale di riferimento Bevi Risk Assessments, versione 3.2, 01.07.2009

Istituto Nazionale della Salute Pubblica e dell'Ambiente (RIVM)