

PROGETTO

SVILUPPO PROGETTO NUOVO

TERMINALE OFFSHORE TIPO CALM

UBICAZIONE

TERMINALE PETROLIFERO DI MULTEDO

PORTO PETROLI GENOVA

PROPONENTE



PORTO PETROLI GENOVA S.p.A.
Radice Pontile Alfa Porto Petroli
16155 – GENOVA

UNITA' FUNZIONALE

DOCUMENTI DEL PROGETTO DEFINITIVO

TITOLO DOCUMENTO

ANALISI DI RISCHIO

CONSULENZA

D'APPOLONIA

VIA SAN NAZARO, 19 - 16145 GENOVA, ITALIA
TEL. +39 010 362 8148 FAX +39 010 362 1078 P. IVA 03476550102
e-mail dappolonia@dappolonia.it www.dappolonia.it

DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	CONTROLL.	APPROVATO	SOTT.
22/02/2013	Emissione Finale	 Maria Francesca Cozzi	 Alessandro Odasso	 Gian Paolo Vassallo	 Carlo Vardanega

DATA	SCALA	ACCORDO n°	DOC. N.				REV	FG
22/02/2013			12	469	HSE	C	001	0


INDICE

	<u>Pagina</u>
1 SCOPI ED OBIETTIVI	1
2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	2
2.1 STANDARD E NORMATIVE INTERNAZIONALI	2
2.2 DOCUMENTAZIONE DI PROGETTO	2
3 DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI	4
3.1 DEFINIZIONI	4
3.2 ABBREVIAZIONI	5
4 METODOLOGIA	7
4.1 CRITERI GENERALI	7
4.2 IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	7
4.3 STIMA DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO DEGLI EVENTI INCIDENTALI	8
4.3.1 Valutazione delle frequenze di rilascio da rotture di tipo Random	8
4.3.2 Valutazione delle frequenze dei Top Events	10
4.4 DEFINIZIONE DEL TERMINE DI SORGENTE	11
4.5 IDENTIFICAZIONE DEGLI SCENARI INCIDENTALI E DELLE RELATIVE FREQUENZE DI ACCADIMENTO	12
4.5.1 Rilascio da condotta sottomarina non interrata	14
4.5.2 Rilascio da condotta sottomarina interrata	15
4.5.3 Rilascio da condotta on-shore	16
4.6 VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE INCIDENTALI	16
4.6.1 Durata dei rilasci	16
4.6.2 Condizioni meteorologiche e dati ambientali	16
4.6.3 Valori soglia per la definizione delle distanze di danno	17
5 DATI DI PROGETTO	18
5.1 AREA INTERESSATA AI LAVORI	18
5.2 DATI DI PROGETTO DELLA CONDOTTA	19
6 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	20
6.1 IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	20
6.1.1 Rotture Casuali (Random)	20
6.1.2 Rotture derivanti da deviazioni di processo (Top Event)	21
6.2 STIMA DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO DEGLI EVENTI INCIDENTALI	21
6.2.1 Valutazione delle frequenze di rilascio per rotture di tipo Random	21
6.3 IDENTIFICAZIONE DEGLI SCENARI INCIDENTALI	23
6.3.1 Scenario 1: Rilascio a seguito di rottura della manichetta flottante	24
6.3.2 Scenario 2: Rilascio da condotta sottomarina non interrata per rottura di tipo random	26
6.3.3 Scenario 3: Rilascio da condotta sottomarina interrata	31
6.3.4 Scenario 4 e Scenario 5: Rilascio da condotta on-shore per rottura di tipo Random	31
6.4 VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	36
7 CONCLUSIONI	38

 <i>Porto Petroli di Genova S.p.A.</i> Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Allegato 1: Curva Caratteristica Pompe Di Invio Fluido Spiazzamento

Allegato 2: Curve di Danno – Pool-Fire

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

ANALISI DI RISCHIO SVILUPPO PROGETTO NUOVO TERMINALE OFFSHORE

1 SCOPI ED OBIETTIVI

Il Porto Petroli di Genova SpA ha previsto di installare, a largo della diga foranea antistante l'aeroporto di Genova, un nuovo terminale offshore tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) per il trasferimento del greggio dalle petroliere verso terra, in sostituzione dell'attuale monormeggio esistente di tipo BALM (Buoy Anchor Leg Mooring).

Nell'ambito del progetto sono previste anche la realizzazione di una tubazione di collegamento, per il trasferimento dei greggi verso terra e le attività di rimozione dell'attuale monoboa.

Il nuovo terminale servirà per lo scarico greggi da navi fino a 250000 DWT e permetterà di razionalizzare l'insieme degli accosti di tutto il bacino di Multedo.

Questo documento ha lo scopo di illustrare lo sviluppo ed i risultati dell'Analisi di Rischio sviluppata per il tratto di condotta sottomarina ed il tratto di condotta a terra, più relative facilities, riportando dettagli sulla metodologia seguita e i risultati della valutazione dei rischi per le strutture, le apparecchiature e per il personale, derivanti da eventuali rilasci di liquido infiammabile.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

Per la stesura della presente analisi di rischio si è fatto riferimento ai documenti sotto riportati.

2.1 STANDARD E NORMATIVE INTERNAZIONALI

- [1] API RP 581, 2000, “Risk Based Inspection, Base Resource Document”
- [2] DNV-RP-F107, 2010, “Risk Assessment of Pipeline Protection”
- [3] DNV-OS-F101, 2001, “Submarine Pipeline System”
- [4] ENI HSE Risk Management and Risk reporting 1.3.0.10
- [5] PARLOC 2001, 2003, “The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines”
- [6] TNO, 1989, CPR 16E – “Green Book”, Methods for the Determination of Possible Damage to People and Objects Resulting from Release of Hazardous Materials, The Netherlands
- [7] TNO, 2005, CPR 18E – “Purple Book”, Guidelines for Quantitative Risk Assessment, The Netherlands
- [8] TNO, 2004, CPR 12E – “Red Book”, Methods for Determining and Processing Probabilities, The Netherlands
- [9] Poojitha D. Yapaa, Zheng Lia, 1997, “Simulation of oil spills from underwater accidents I: Model development”, Journal of Hydraulic Research, 35: 5, 673-688
- [10] Decreto Ministeriale 9 maggio 2001, “Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio incidente rilevante”
- [11] Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Ministero per I Beni e le Attività Culturali - Parere di Compatibilità Ambientale, 2008, “Terminale Marittimo per scarico combustibili liquidi per funzionamento Centrale Termoelettrica di San Filippo del Mela”

2.2 DOCUMENTAZIONE DI PROGETTO

- [12] “SPM-PLEM System P&ID”, Doc. No. 12-469-PRO-D-005, Rev.1
- [13] “SPM-PLEM System Cause & Effect Matrix”, Doc. No. 12-469-PRO-R-009
- [14] “Sealine Pigging System P&ID”, Doc. No. 12-469-PRO-D-010, Rev.1
- [15] “Sealine Pigging System Cause & Effect Matrix”, Doc. No. 12-469-PRO-R-014
- [16] “P&ID Sistema di Distribuzione On-Shore”, Doc. No. 12-469-PRO-D-015, Rev.2
- [17] “Offshore Pipeline Alignment Sheet”, Doc. No. 12-469-PIP-R-006
- [18] “Layout Trappole Pig”, Doc. No. 12-469-PIP-D-009
- [19] “Layout Tubazioni”, Doc. No. 12-469-PIP-D-010

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

[20] “Studio Hazop” Doc. No. 12-469-HSE-C-002

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

3 DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI

3.1 DEFINIZIONI


AIT	Temperatura di Autoaccensione.
ESD	Sistema di Emergency Shut-Down (Fermata di Emergenza)
Esplosione	vedi definizione per UVCE.
Flash Point	Temperatura definita come la più bassa temperatura alla quale un liquido (volatile) rilascia vapore in quantità sufficiente ad essere innescato da una sorgente di energia. Un liquido, superato tale valore di temperatura, costituisce un centro di pericolo.
Flash Fire	Incendio di una nube di gas infiammabile non ancora miscelata con aria. Il fenomeno di Flash Fire è di breve durata senza generazione di onde d'urto. I danni causati da questo tipo di evento sono pertanto relativi al solo carico termico e interessano solo le persone. Viene definita una zona "a rischio" delimitata dai contorni della nube infiammabile estesa fino alla metà del valore di concentrazione LFL, all'esterno della quale non sono attesi danni a persone.
HAZOP	Tecnica strutturata e sistematica di analisi di sicurezza applicata a processi industriali.
IDLH	Concentrazione di inquinante massima ammissibile che può essere assunta dall'organismo di un individuo medio, per un periodo di esposizione di 30 minuti, senza che intervengano effetti irreversibili per la salute. Tale parametro è tipicamente utilizzato per la predisposizione dei piani di emergenza.
Jet Fire	Incendio di un getto gassoso ad alta pressione rilasciato in atmosfera ad elevata velocità che dà luogo ad una lunga fiamma turbolenta. I danni associabili con un Jet Fire sono legati alla lunghezza e direzione di fiamma ed all'irraggiamento termico conseguente.
LFL	Limite Inferiore di Infiammabilità, ossia la minima concentrazione di gas in aria alla quale, in presenza di una sorgente di innesco, avviene la combustione del gas stesso.
MCS	Minimal Cut Set, rappresenta il numero minimo di eventi elementari necessari e sufficienti il cui verificarsi comporta l'accadimento di un certo Top Event.
Pool Fire	Incendio di una pozza di liquido infiammabile. I danni associabili con un Pool Fire sono legati all'estensione della pozza incendiata ed all'irraggiamento termico conseguente.
Top Event	Situazioni incidentale derivante da deviazioni dei parametri di processo.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0


UFL	Limite Superiore di Infiammabilità, ossia la massima concentrazione di gas in aria alla quale, in presenza di una sorgente di innesco, avviene la combustione del gas stesso.
UVCE	Esplosione non confinata di una nube di vapore infiammabile, che genera onde di sovrappressione. I danni associabili con un UVCE sono legati alla distanza a cui si raggiungono i livelli di sovrappressione pericolosi.

3.2 ABBREVIAZIONI

AIT	Auto Ignition Temperature
BALM	Buoy Anchor Leg Mooring
CALM	Catenary Anchor Leg Mooring
De	Diametro Esterno
Di	Diametro Interno
DN	Diametro Nominale
DNV	Det Norske Veritas
DP	Design Pressure (Pressione di Progetto)
DT	Design Temperature (Temperatura di Progetto)
DWT	Dead Weight Tonnage
ESD	Emergency Shut Down
ETA	Event Tree Analysis
FTA	Fault Tree Analysis
HAZOP	HAZard and Operability
HSE	Health, Safety and Environment
IDLH	Immediately Dangerous to Life and Health
LC ₅₀	Lethal Concentration – 50% death
LFL	Lower Flammability Limit
MCS	Minimal Cut Set
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
PFD	Process Flow Diagram
ppm	Parts per Million
PLEM	PipeLine End Module
s.l.m.m.	sul livello medio del mare
SMYS	Specified Minimum Yield Strength
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
UFL	Upper Flammability Limit

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

UVCE Unconfined Vapor Cloud Explosion
 VCE Vapor Cloud Explosion

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

4 METODOLOGIA

Nei Paragrafi successivi verrà riportata la metodologia utilizzata per la presente analisi di rischio.

4.1 CRITERI GENERALI

L'Analisi di Rischio prevede l'identificazione degli eventi incidentali, la stima delle relative frequenze di accadimento e delle loro conseguenze, in modo tale da valutare qualitativamente il livello di rischio associato alle nuove installazioni del progetto "Terminale Offshore tipo CALM" per le persone e l'ambiente circostante. Tale analisi permetterà di verificare l'idoneità delle misure di prevenzione e mitigazione previste.

Nei paragrafi seguenti viene descritta la metodologia che verrà seguita per individuare ed analizzare gli scenari incidentali che potrebbero verificarsi nell'ambito del progetto, a partire dalla identificazione delle cause che portano alla perdita di fluido (evento incidentale) e prendendo poi in considerazione tutti i fattori che possono influenzare l'evoluzione dell'evento incidentale (scenari incidentali), fino alla quantificazione dei possibili effetti dannosi.

La metodologia utilizzata per l'analisi degli eventi incidentali si articola in:

- Identificazione degli eventi incidentali;
- Stima delle frequenze di accadimento;
- Scenari incidentali ed analisi delle conseguenze.

I criteri di credibilità utilizzati sono i seguenti:

- Eventi Incidentali: si riterranno significativi (credibili) gli Eventi Incidentali contraddistinti da una frequenza di accadimento superiore a 1.00E-06 accadimenti/anno;
- Scenari incidentali: nel caso in cui un evento possa ritenersi credibile, saranno analizzati in termini di valutazione dei danni i soli Scenari Incidentali contraddistinti da frequenza di accadimento superiore a 1.00E-07 accadimenti/anno.

4.2 IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

Si definiscono Eventi Incidentali quegli eventi che comportano una "perdita di contenimento" con conseguente rilascio di sostanze pericolose e/o energia e che possono dar luogo a incendi e/o esplosioni, oppure a dispersione in atmosfera di sostanze tossiche/infiammabili/inquinanti, con effetti rilevanti.

L'identificazione dei possibili eventi incidentali sarà effettuata attraverso l'utilizzo dei seguenti mezzi:

1. HAZOP: Scopo di uno studio HAZOP, svolto in fase di progetto, è la gestione dei potenziali rischi di progetto attraverso l'identificazione delle pericolosità e la classificazione qualitativa dei possibili rischi, la verifica delle protezioni esistenti atte ad affrontare il rischio, l'individuazione di

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

possibili compensazioni e/o azioni preventive da considerare nella progettazione e l'identificazione delle attività da svolgere nelle fasi successive del progetto;

2. Perdite di contenimento a seguito di rotture casuali di componenti/linee (rotture cosiddette "Random").

Di seguito si riporta una breve descrizione delle tecniche utilizzate e della loro applicazione.

Perdite di contenimento individuabili mediante HAZOP ("Top Events")

Le modalità di accadimento di un possibile evento incidentale dovuto a deviazioni dei parametri di processo sono dettagliatamente derivate dell'analisi di operabilità (HAZOP), dove sono descritte le possibili cause iniziatrici e le relative protezioni. Ciascuna causa iniziatrice è poi, in generale, determinata dall'accadimento di una o più cause specifiche, a ciascuna delle quali possono essere associate una o più protezioni specifiche.

Rotture casuali di componenti/linee ("Rotture Random")

Vi sono cause di rottura imprevedibili e spesso non riconducibili ad anomalie nei parametri fisici che caratterizzano il processo; di conseguenza esse non sono individuabili con l'applicazione di tecniche di indagine precedenti (analisi HAZOP) ma che potrebbero portare ad un rilascio significativo di prodotto nell'ambiente esterno. Queste sono chiamate rotture casuali (o di tipo "random") e le cause più ricorrenti sono attribuibili a difetti dei materiali, usura per corrosione, erosione, fatica, invecchiamento, errori umani nelle fasi di progettazione, montaggio e manutenzione, caduta di oggetti molto pesanti, ecc.

4.3 STIMA DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO DEGLI EVENTI INCIDENTALI

4.3.1 Valutazione delle frequenze di rilascio da rotture di tipo Random

La metodologia che verrà seguita per la valutazione delle frequenze di rilascio dovute a rotture random fa riferimento a valori di banche dati di letteratura internazionale (per la precisione API-581 e PARLOC 2001), e si distingue in due parti, a seconda che la sezione di condotta analizzata sia sottomarina o a terra.

4.3.1.1 Valutazione delle frequenze di rilascio per condotte sottomarine

Per gli eventi di rilascio derivanti da rotture random riguardanti tubazioni sottomarine, le frequenze di accadimento sono state calcolate facendo riferimento al database PARLOC 2001 (Rif. [5]), nel quale vengono riportate frequenze di incidenti per i quali si è resa necessaria solamente riparazione della condotta in questione e frequenze di incidenti che hanno portato a rilascio; tali frequenze sono espresse in accadimento/km/anno, facendo distinzione tra:

- Incidenti dovuti a impatti ed ancoraggi;
- Rilascio di fluido dovuto a corrosione e difetti del materiale.

Per quanto riguarda il tratto di tubazione sottomarina interrata (Capitolo 5), l'unico scenario che può danneggiare la tubazione e causare rilascio deriva da fenomeni di corrosione e difetti del materiale in quanto la profondità di interramento permette di escludere qualsiasi interazione con ancore od oggetti impattanti (es. navi o container).

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Per il tratto di pipeline posato sul fondo marino, si possono considerare 5 fattori principali per il calcolo delle frequenze di accadimento di rilascio:

- Motivo dell'incidente;
- Locazione della condotta sottomarina;
- Diametro della tubazione;
- Lunghezza della condotta;
- Fluido trasportato.

Nell'analisi di rischio in questione, verranno tenuti in considerazione sia il diametro che la lunghezza della condotta, considerando come tratto di interesse quello collocata tra la piattaforma e la costa escludendo le frequenze di incidente relative ai risers e alle zone in prossimità della piattaforma.

Per quanto riguarda le dimensioni del foro a seguito di incidente, sono state considerate 4 classi, rappresentative di tutte le rotture possibili. In Tabella 4.1, riportata di seguito, si elencano le classi di dimensione con un relativo diametro di riferimento da utilizzarsi nei calcoli successivi.

Tabella 4.1: Classi di rottura per rilasci "random"

Classe di dimensione	Range di rottura	Valore rappresentativo
Piccola	0 ÷ ¼"	¼"
Media	¼" ÷ 2"	1"
Grande	2" ÷ 6"	4"
Completa (Full Bore)	> 6"	Diametro tubazione

Essendo interdetto alla navigazione il tratto di mare all'interno del quale è posata la condotta, si considera non credibile lo scenario di rottura full bore della tubazione da 32". Non risultano infatti credibili incidenti quali affondamento di navi o caduta di container sopra la sealine.

4.3.1.2 Valutazione delle frequenze di rilascio per il tratto di condotta on-shore

Per gli eventi di rilascio derivanti da rotture random nella sezione di tubazione on-shore, si è invece fatto riferimento alla metodologia riportata nello standard API-581 "Risk Based Inspection Guideline" (Rif. [1]).

Tale metodologia distingue 4 classi di dimensione per le rotture ipotizzabili, le stesse riportate in Tabella 4.1. Lo standard fornisce valori di frequenza di accadimento "base" per tubazioni e per le principali apparecchiature di processo, considerando un valore medio statistico per ciascuna classe di dimensione della rottura e specifica poi come correggere tale valore in base alle caratteristiche specifiche dell'impianto esaminato e alle condizioni di esercizio previste, utilizzando appositi "fattori correttivi" basati sulla complessità del sistema, e cioè sul numero di flange, stacchi, valvole ecc, sulle condizioni di progettazione e realizzazione, e sulle misure di gestione e conduzione dell'impianto, quali ad esempio ispezioni, controlli preventivi, manutenzioni, ecc.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Nel caso di tubazione, tali frequenze, derivate dall'esperienza storica, sono riportate nella seguente tabella in termini di eventi/metro/anno (nel caso di tubazioni, la frequenza è espressa come accadimento per anno e per unità di lunghezza).

Tabella 4.2: Frequenze base per rotture random di tubazioni

Diametro Tubazione	Frequenza di rottura (eventi/metro/anno) per fori da:			
	¼"	1"	4"	Full Bore
¾"	3,28 E-05	-	-	9,84 E-07
1"	1,64 E-05	-	-	1,64 E-06
2"	9,84 E-06	-	-	1,97 E-06
4"	2,95 E-06	1,97 E-06	-	2,30 E-07
6"	1,31 E-06	1,31 E-06	-	2,62 E-07
8"	9,84 E-07	9,84 E-07	2,62 E-07	6,56 E-08
10"	6,56 E-07	9,84 E-07	2,62 E-07	6,56 E-08
12"	3,28 E-07	9,84 E-07	9,84 E-08	6,56 E-08
16"	3,28 E-07	6,56 E-07	6,56 E-08	6,56 E-08
> 16"	1,97 E-07	6,56 E-07	6,56 E-08	3,28 E-08

La valutazione delle frequenze di accadimento per le rotture di tipo Random sarà sviluppata in base alle frequenze di rottura per differenti diametri e lunghezze della tubazione e in base al conteggio del numero di apparecchiature presenti in ogni sezione intercettabile (si utilizzano i dati statistici relativi alle frequenze di guasto dei componenti).

Nell'Analisi di Rischio saranno successivamente considerate due classi di rottura, Rottura Piccola e Rottura Media dove:


- la frequenza di accadimento della Rottura Piccola sarà stimata sommando le frequenze di rottura per foro da ¼" e da 1";
- la frequenza di accadimento della Rottura Media sarà associata alla frequenza di rottura per fori da 4".

Non risulta credibile lo scenario di rottura full bore della pipeline di diametro 32" e tale tipo di rottura non verrà quindi ulteriormente analizzata per le rotture di tipo Random.

4.3.2 Valutazione delle frequenze dei Top Events

Le situazioni incidentali derivanti da deviazioni dei parametri di processo saranno identificate mediante l'analisi di operabilità (analisi HAZOP), dalla quale si ricavano tutti i malfunzionamenti ed eventuali mancati interventi delle protezioni che potrebbero determinare una perdita di contenimento o rilascio indesiderato.

La stima della frequenza degli eventi incidentali, che derivano da cause di processo e che comportano il rilascio di sostanza pericolosa o di energia, viene effettuata mediante l'elaborazione dei cosiddetti "Alberi di Guasti" (Fault Tree Analysis). La tecnica dell'Albero dei Guasti segue un procedimento di tipo deduttivo che partendo dall'accadimento dell'evento finale, o Top Event, con un percorso a ritroso e attraverso una sequenza di mancato intervento delle protezioni risale fino agli eventi iniziatori. Assegnando poi valori

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

affidabilistici, frequenze di accadimento per gli eventi iniziatori e indisponibilità per il mancato intervento delle protezioni, e applicando alle varie combinazioni di eventi che compongono l'albero dei guasti le operazioni dell'algebra Booleana si ottiene la frequenza di accadimento del Top Event analizzato.

Ai fini delle analisi in oggetto si utilizzano, in linea di massima, tre tipi di operatori logici:

- **OR:** affinché si verifichi l'evento è sufficiente che si verifichi uno dei qualsiasi degli eventi iniziatori;
- **AND:** affinché si verifichi l'evento è necessario che si verifichino contemporaneamente tutti gli eventi iniziatori;
- **INH:** l'evento in uscita consegue all'evento A in ingresso a condizione che, al suo verificarsi, sia già avvenuto anche l'evento B, che solitamente consiste nella indisponibilità di un sistema di protezione.

Una volta individuata la sequenza logica degli eventi che conducono al Top Event, è possibile individuare e calcolare tutti i cammini che, partendo dai singoli eventi elementari, conducono al Top Event (tali cammini sono definiti Minimal Cut Sets, e rappresentano il numero minimo di eventi elementari necessari e sufficienti che devono verificarsi contemporaneamente per dare luogo al Top Event). L'analisi quantitativa di un albero dei guasti, vale a dire il calcolo delle indisponibilità del sistema e / o frequenza di accadimento del Top Event, è condotta mediante l'assegnazione ai singoli eventi iniziatori, dei parametri affidabilistici caratterizzanti il loro comportamento.

I risultati dell'albero dei guasti sono analizzati in termini di frequenza complessiva attesa del guasto, di analisi dei MCS che conducono al Top Event e di valutazione del peso specifico di ciascun componente nella frequenza complessiva di guasto. Tali analisi consentono di identificare le misure di miglioramento più efficaci per la riduzione della frequenza o dell'indisponibilità. Per l'esecuzione dell'analisi quantitativa degli alberi dei guasti, poiché il numero degli MCS è spesso elevato, si utilizza uno specifico programma, denominato ASTRA-FTA, elaborato dal Centro Comunitario di Ricerca di Ispra (VA).

Dall'Analisi Hazop (Rif. [20]) risulta che l'unico evento che potrebbe portare a rottura delle pipeline nel tratto onshore è la sovrappressione per chiusura spuria della valvola SDV 2A/B durante lo spiazzamento della tubazione. In base ai data sheets delle pompe utilizzate per inviare il fluido di spiazzamento (Allegato 1) si può osservare che le pompe in caso di mandata chiusa hanno una pressione massima di 15 bar. Anche valutando che le pompe sono a 12 metri s.l.m. rispetto al limite di batteria di Porto Petroli, considerando le perdite di carico, la pressione massima in caso di "blocked outlet" non supera la pressione di design della tubazione di 19 bar. Tale scenario incidentale non è quindi ulteriormente analizzato perché non credibile.

4.4 DEFINIZIONE DEL TERMINE DI SORGENTE

La modellazione del rilascio si baserà principalmente sulla definizione delle caratteristiche (dimensioni e localizzazione) del foro di rilascio e delle condizioni interne alla linea (pressione e temperatura) al momento della rottura. In relazione alle caratteristiche del foro, si farà riferimento a tre classi di rottura, come precedentemente descritto:

- **Rottura Piccola:** diametro equivalente del foro di rilascio pari a 1";

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

- Rottura Media: diametro equivalente del foro di rilascio pari a 4", corrispondenti a circa 100 mm;
- Rottura Grave: full bore (si è considerata solo per la manichetta flottante di diametro 24").

4.5 IDENTIFICAZIONE DEGLI SCENARI INCIDENTALI E DELLE RELATIVE FREQUENZE DI ACCADIMENTO

Gli Scenari finali attesi a seguito di un Evento Incidentale dipendono dal tipo di rilascio: se in fase liquida o gassosa, se infiammabile e/o tossico, e dalla localizzazione del rilascio.

Un rilascio accidentale, in base al tipo di sostanza rilasciata, alle modalità di rilascio e alla distribuzione e tipo di sorgenti di innesco, può evolvere dando origine a incendio di pozza liquida o di vapori, ad esplosione o a semplice dispersione di gas/vapori eventualmente tossici.

Come riportato nel Paragrafo 4.1, l'operazione di identificazione degli Scenari che si possono sviluppare a seguito di un Evento Incidentale sarà eseguita solo nel caso in cui l'Evento Incidentale sia credibile, cioè caratterizzato da una frequenza di accadimento superiore al valore soglia di 1.00E-06 accadimenti/anno.

Lo sviluppo dell'Evento Incidentale viene rappresentato applicando la logica degli Alberi degli Eventi (ETA) dove, a partire dall'evento iniziatore (che nel caso in esame sarà sempre un rilascio di greggio), ciascuna diramazione rappresenta una possibile evoluzione dell'incidente di riferimento.

Per l'analisi di rischio in questione, il rilascio considerato è di greggio da tubazioni sottomarine e, per un breve tratto (circa 10 m), rilascio da tubazione on-shore.

In Figura 4.1 è possibile visualizzare un tipico Albero degli Eventi per l'Analisi di Rischio in questione (rilascio di greggio da tubazioni off-shore e on-shore).

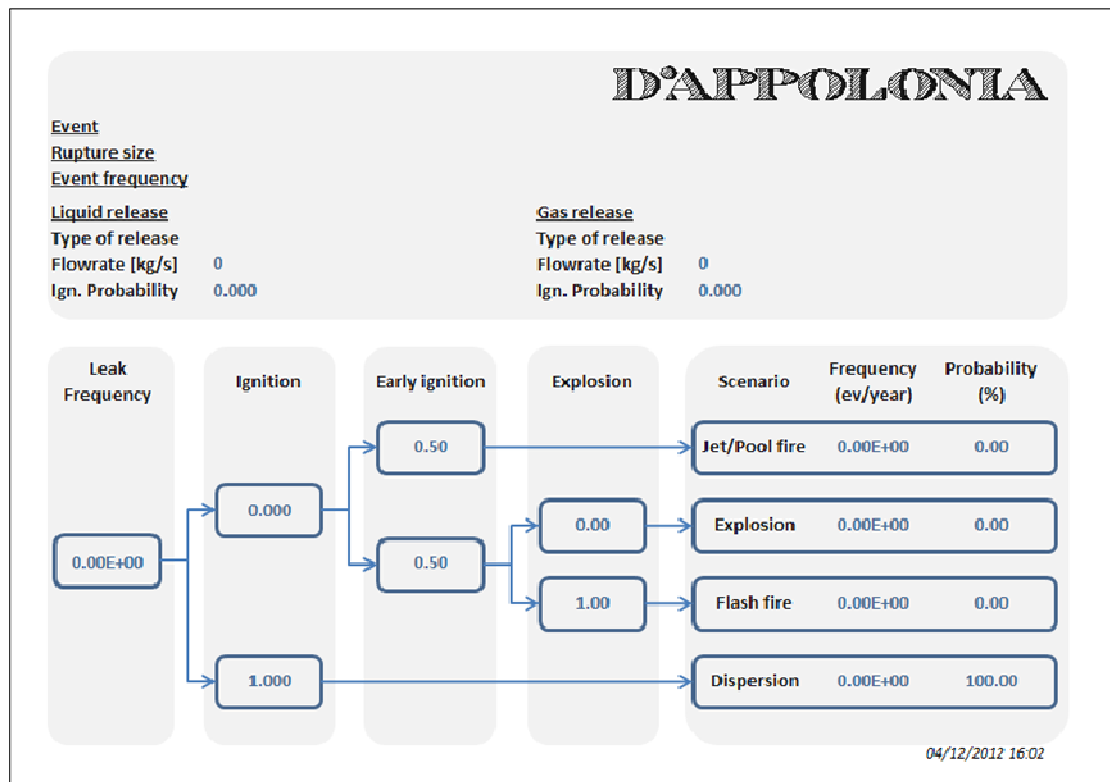


Figura 4.1: Albero degli Eventi per Rilasci Liquidi

Il liquido rilasciato forma una pozza e genera vapori sia a causa di un flash iniziale che per la vaporizzazione del liquido a contatto con il suolo/acqua e l'atmosfera circostante. I vapori che si formano possono essere innescati immediatamente e dare luogo ad un pool fire. In caso di mancato innesco la nube che si forma e si muove sotto vento può incontrare un punto caldo e dare luogo ad un innesco differito con conseguente esplosione o in alternativa a flash fire (ritorno di fiamma) se il quantitativo di massa innescabile o l'energia di innesco non è in grado di far esplodere la nube. In caso di innesco differito la combustione si propaga fino alla sorgente di emissione dando luogo ad un pool fire.

La dispersione in assenza di innesco ritardato può costituire o meno uno scenario incidentale, in relazione alle caratteristiche di tossicità e di infiammabilità del gas formatosi.

Per il calcolo della portata di rilascio di greggio dalla tubazione è stato utilizzato il software di calcolo PHAST (versione 6.54) della DNV, con le seguenti modalità per quanto riguarda Rottura Piccola, Rottura Media e Rottura Grave (solo per la manichetta), rispettivamente:

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

- per una Rottura Piccola e Rottura Media, è stato utilizzato il modello PHAST Vessel, che simula l'efflusso di liquido da un foro a temperatura e pressione costante; di conseguenza, il rilascio dipende solo dalle condizioni operative (ossia pressione, temperatura e composizione del fluido), mentre il rateo di efflusso è assunto costante e pari a quello iniziale, che ha valore massimo. Questa approssimazione si adatta bene a scenari in cui il rilascio è relativamente piccolo rispetto alla portata nominale della tubazione;
- per una Rottura Grave (solo caso di rottura della manichetta di scarico) si è invece utilizzato il modello PHAST Line Rupture, ritenuta più rappresentativa per la modellazione di tale modalità di rottura.

4.5.1 Rilascio da condotta sottomarina non interrata

Per quanto riguarda la situazione di rilascio da condotta sottomarina, la prima fase è caratterizzata da dispersione del fluido in acqua; dal momento che la densità dell'olio è minore di quella dell'acqua (o per lo più paragonabile), ciò che accade è che il greggio rilasciato tende a coalescere, formando un sottile strato in superficie. Nel tempo, parte dell'olio tenderà a dissolversi tramite evaporazione, causando dunque dispersione di gas potenzialmente infiammabili.

La presenza di uno strato oleoso sulla superficie del mare può avere un impatto significativo sia in termini ambientali che per la salute e sicurezza di eventuali persone nelle vicinanze: l'interazione con navi potrebbe infatti creare delle difficoltà al galleggiamento delle imbarcazioni stesse, oppure causare l'innesco della patina d'olio, generando il fenomeno del pool fire. In assenza di innesco lo scenario più credibile sarà l'evaporazione della pozza d'olio e conseguente dispersione in atmosfera. In caso di innesco ritardato, esiste invece possibilità di flash fire o UVCE, come riportato in Figura 4.1.

Di seguito si elencano gli step fondamentali per poter valutare le conseguenze di un rilascio sottomarino di greggio:

- il rilascio di greggio è stato simulato ad una profondità di circa 40 m (da intendersi come profondità media della tubazione off-shore non interrata, che segue il fondale marino da un massimo di 60 m di profondità fino a un minimo di 20 m, come riportato nel documento [17]); la pressione che insiste sulla tubazione risulta quindi pari a circa 10 bar, differenza tra la pressione interna e la pressione della colonna d'acqua che insiste sulla tubazione (pari a 5 bar). Due fori rappresentativi, pari a 1" e 4" (vedere Paragrafo 4.4) sono stati utilizzati;
- la portata di rilascio è stata calcolata tramite l'utilizzo del software DNV PHAST 6.54; la pressione all'interno della condotta sottomarina è stata assunta pari alla pressione operativa di progetto, ossia 15 bar (vedere Tabella 5.1);
- si è considerato che tutto il volume di greggio all'interno del tratto di pipeline posato sul fondo marino di lunghezza pari a circa 1500 m e diametro pari a 32" sia conservativamente scaricato in mare. Il greggio contenuto nel tratto interrato non viene considerato perché ad un livello inferiore rispetto al punto di ipotetica rottura;

- la dispersione del greggio in mare prima di raggiungere la superficie è stata simulata facendo riferimento al modello proposto da Yapaa and Li Zheng (Rif. [9]): il modello utilizza un approccio Lagrangiano per descrivere lo sviluppo del flusso d'olio a partire dal punto di rilascio fino alla superficie. Il volume così calcolato assume una forma di cono inclinato, come mostrato in Figura 4.2.

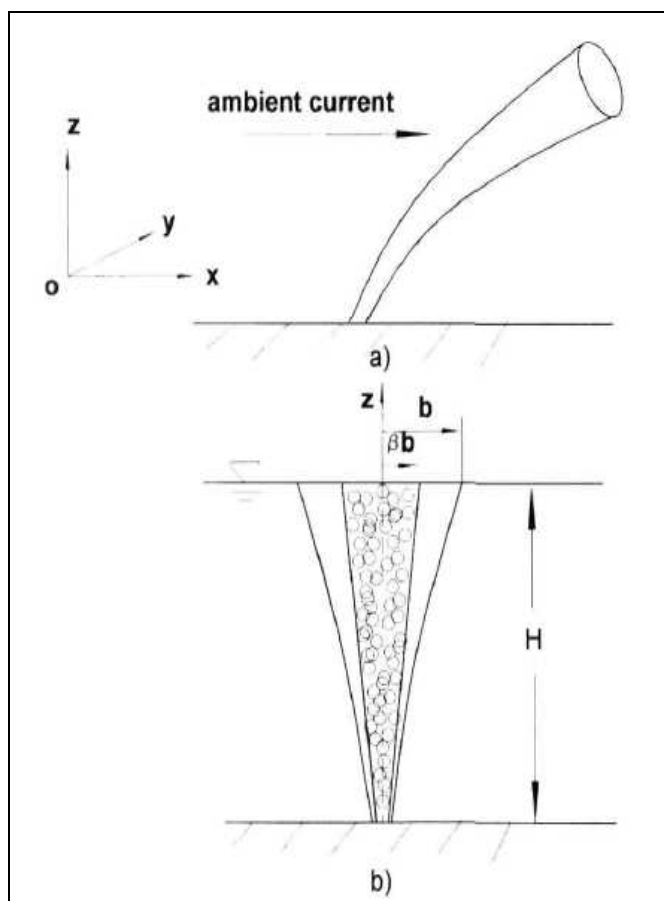


Figura 4.2: Descrizione del flusso di greggio a seguito di rilascio sottomarino

- per valutare l'estensione dell'impatto ambientale, la superficie di olio è stata conservativamente stimata ipotizzando che il volume di greggio rilasciato formi una patina con spessore costante di 3 mm (minimo spessore di una pozza d'olio sulla superficie del mare, in accordo al documento DNV-OS-F101, Rif. [3]).

4.5.2 Rilascio da condotta sottomarina interrata

Il tratto di tubazione off-shore interrato, di lunghezza complessiva pari a 1800 m, può essere interessato da rottura per cause interne, a seguito cioè di corrosione e difetti del materiale. Nell'analisi verrà dunque calcolato il quantitativo di greggio rilasciato da un foro pari a 1" (Rottura Piccola). Avvenendo a una profondità di circa 40 m e all'interno del tunnel creato con metodo TOC, si può escludere così la possibilità di formazione di pozza in superficie.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Nel capitolo relativo alle conseguenze di rilascio verrà fornito il solo quantitativo, espresso in m³, di greggio rilasciato, senza stimare la frequenza di accadimento degli Scenari Incidentali illustrati al Paragrafo 4.5.

4.5.3 Rilascio da condotta on-shore

Facendo seguito all'Evento Incidentale di rilascio da condotta on-shore, in questo caso la formazione di una pozza di liquido sarà nel terreno; in particolare, come descritto nel Paragrafo 4.4, saranno simulate due condizioni di rilascio:

- Rottura Piccola: diametro equivalente del foro di rilascio pari a 1”;
- Rottura Media: diametro equivalente del foro di rilascio pari a 4”.

La rottura full bore della tubazione con diametro 32” pollici non è stata considerata perché non ritenuta credibile. Per rilasci non confinati la dimensione della pozza si allarga fino a quando lo spessore della pozza non raggiunge un valore limite che dipende sia dalle caratteristiche del composto scaricato sia dalle caratteristiche del terreno. Valori tipicamente utilizzati per questa tipologia di fluidi variano da 5 a 10 mm di spessore pozza.

4.6 VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE INCIDENTALI

4.6.1 Durata dei rilasci

In linea generale nell'Analisi di Rischio saranno considerati i seguenti tempi di intervento, in accordo al D.M. del 20 ottobre 1998:

- Tempo necessario all'operatore per rilevare la perdita: 20 minuti (in assenza di sistemi automatici di rivelazione perdite);
- Chiusura Valvole ESD: sia per il tratto di tubazione off-shore non interrata che per il tratto di tubazione on-shore il tempo di intercettazione è considerato pari a 3 minuti. La valvola deve essere chiusa intervenendo da luogo remoto e sicuro. Il rilascio deve essere rilevato, comunicato e diagnosticato con pari grado di rapidità;
- Chiusura Valvole Motorizzate: per il tratto di tubazione on-shore (15 minuti). L'isolamento è possibile solo per intervento manuale. È richiesto l'intervento di una squadra di emergenza e l'impiego sulla valvola di almeno due operatori muniti di tute a protezione totale. Il valore corrisponde alla durata minima rilevata su base storica.

4.6.2 Condizioni meteorologiche e dati ambientali

Le condizioni meteorologiche possono influenzare l'evoluzione degli eventi incidentali e l'estensione/entità degli effetti derivanti dagli Scenari Incidentali.

Le condizioni meteorologiche e i dati ambientali che verranno utilizzati per la valutazione delle conseguenze degli scenari identificati sono definiti in Tabella 4.3.


 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Tabella 4.3: Condizioni Meteo ed Ambientali di riferimento

Parametro	Valore
Temperatura ambiente	15 °C
Umidità relativa	66%
Rugosità del terreno	0.1 m
Velocità del vento	4 m/s
Classe di stabilità atmosferica	D

4.6.3 Valori soglia per la definizione delle distanze di danno

La valutazione degli effetti degli scenari incidentali sul personale/popolazione eventualmente esposta sarà condotta in accordo alla legislazione vigente. Di seguito si riportano le soglie relative agli scenari incidentali ipotizzati nelle Analisi di Rischio (Rif. [10]).

Per il calcolo delle conseguenze è stato utilizzato il software PHAST (versione 6.54) della DNV.

Tabella 4.4: Valori Soglia definiti per i Differenti Scenari (DM 09/05/01)

Scenario Incidentale	Elevata letalità	Inizio Letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danno alle strutture
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12.5 kW/m ²
BLEVE/Fireball (radiazione termica istantanea)	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	100-800 m
Flash Fire (radiazione termica istantanea)	LFL	½ LFL			
Esplosione (sovrappressione di picco)	0.6 bar (0.3 [*])	0.14 bar	0.07 bar	0.03 bar	0.3 bar
Rilascio Tossico (Dose assorbita)	LC ₅₀ (30 min)		IDLH		
(*) Da assumere in presenza di edifici / strutture il cui collasso possa determinare letalità indiretta.					

Una nube di vapori infiammabili per poter essere innescata deve avere una concentrazione in aria compresa fra il limite di infiammabilità superiore (UFL) e quello inferiore (LFL). Per tener conto delle disomogeneità (fluttuazioni) di concentrazione associate alla variabilità delle condizioni atmosferiche, la possibilità di innesco è stata estesa all'area delimitata dalla isoconcentrazione LFL/2 e la distanza alla quale si riscontrerà il valore di soglia indicato è stata presa a riferimento come zona di probabile letalità.

5 DATI DI PROGETTO

5.1 AREA INTERESSATA AI LAVORI

La Figura 5.1 mostra la zona di mare interessata dalla installazione delle nuove condotte della boa e del PLEM.

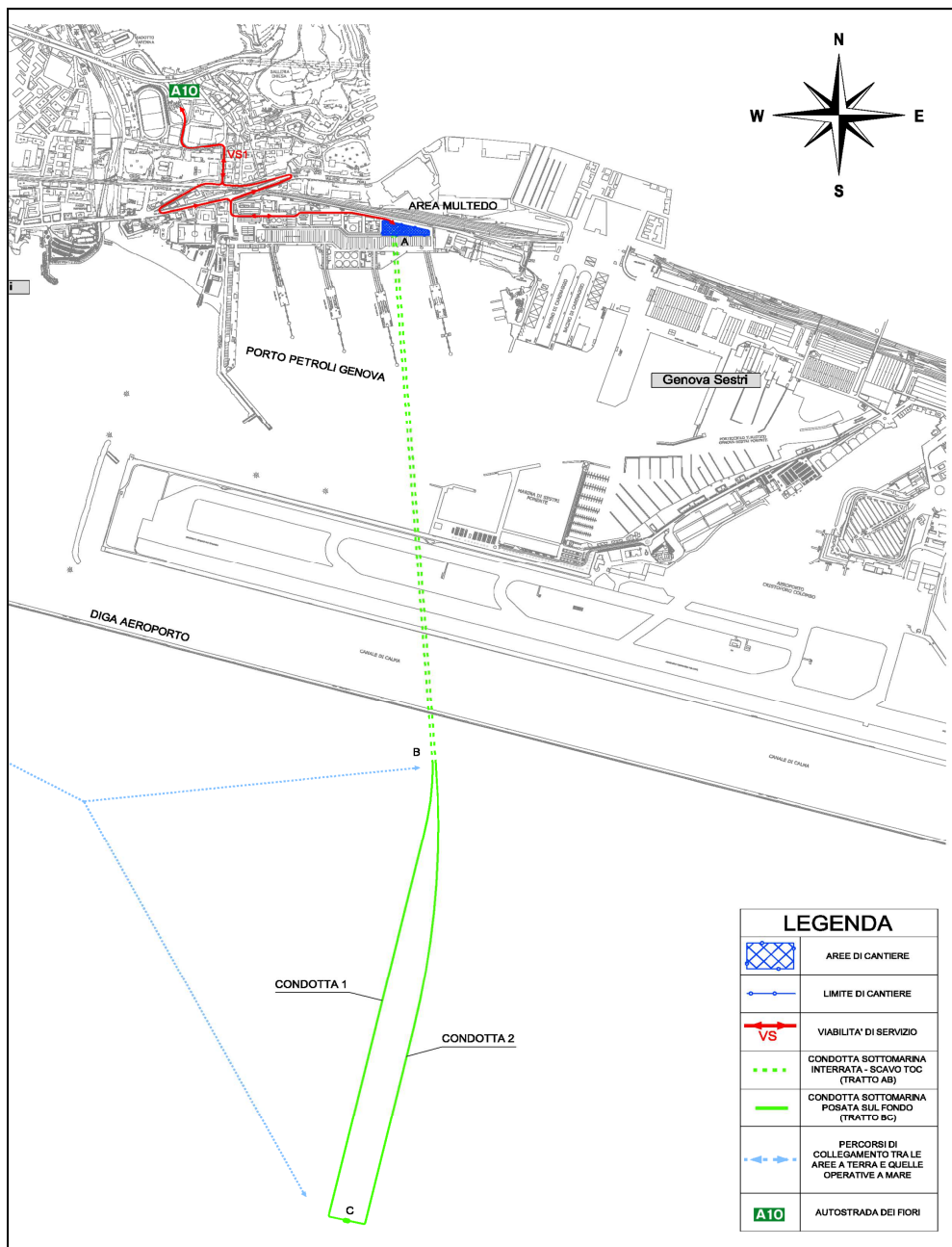


Figura 5.1: Area Interessata dai Lavori

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0


5.2 DATI DI PROGETTO DELLA CONDOTTA

La vita operativa della condotta è di 25 anni. In Tabella 5.1 vengono riportati i principali dati di progetto, utili per la successiva analisi di rischio.

Tabella 5.1: Dati di progetto della condotta

Parametro	Condotta 32''
Portata di design	5000 m ³ /h
Diametro nominale	32'' (810 mm)
Tubazione off-shore interrata	1800 m
Tubazione off-shore non interrata	1500 m
Tubazione on-shore	Circa 60 m
Pressione operativa (Lato Mare)	15 bar
Pressione operativa (Lato Terra)	9 bar
Temperatura operativa (Lato Mare)	60 °C
Temperatura operativa (Lato Terra)	55 °C
Modulo di Young	207000 MPa
Densità acciaio	7850 kg/m ³
Densità fluido trasportato	990 kg/m ³

La tecnologia di posa, interrimento e varo della condotta è del tipo TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata): in particolare la lunghezza delle TOC sarà di 1800 m, mentre i restanti 1500 m di condotta saranno posati sul fondo marino, senza interrimento (vedere Tabella 5.1). Per quanto riguarda l'identificazione degli eventi incidentali, sarà possibile escludere ogni possibile interazione con parti terze (quali container caduti da navi cargo o impatti con ancore) su tutta la sezione interrata, che sarà dunque interessata solamente da fenomeni di corrosione o difetti del materiale come già descritto nei paragrafi precedenti (vedere Paragrafo 6.2).

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

6 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

La metodologia adottata per l'analisi delle conseguenze degli eventi incidentali è descritta dettagliatamente nel Capitolo 4; di seguito si elencano i punti principali in cui è suddivisa:

- Identificazione degli Eventi Incidentali;
- Stima delle Frequenze di Accadimento degli Eventi Incidentali;
- Identificazione degli Scenari Incidentali.

6.1 IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

6.1.1 Rotture Casuali (Random)

Considerando i dati attuali di progetto, sono state individuate le seguenti tipologie di rilascio da prendere come riferimento per l'identificazione degli Eventi Incidentali che possono avere luogo a seguito della messa in esercizio delle condotte sottomarine, del PLEM e della monoboa:

- Rilascio di greggio a seguito di rottura della manichetta flottante;
- Rilascio di greggio dalla sezione off-shore non interrata;
- Rilascio di greggio dalla sezione off-shore interrata;
- Rilascio di greggio dalla sezione on-shore.

Per l'identificazione degli scenari incidentali si è tenuto conto degli aspetti illustrati di seguito.

Per la parte off-shore un tratto della tubazione (lunghezza di circa 1,5 km e che parte dalla zona on-shore) sarà interrato tramite metodo TOC mentre il tratto rimanente, fino ad arrivare alla boa, sarà posato sul fondo marino. Per quanto riguarda il tratto posato sul fondo marino, facendo riferimento al Doc. 12-469-PIP-R-006 (Rif. [17]), si nota che l'andamento della tubazione, partendo dal PLEM, segue il fondale da un massimo di 60 m di profondità fino ad arrivare a 20 m dove si innesta il tratto interrato. Da qui la tubazione scende nuovamente fino a 60 metri di profondità. Il punto di innesto è dunque il meno profondo di tutta la tubazione. In caso di rottura nel tratto di sealine posata sul fondo marino (unico tratto in cui si possono avere delle conseguenze tali da essere analizzate) il contenuto totale riversato in mare sarà pari al quantitativo rilasciato prima del blocco della pompa più il quantitativo contenuto nel tratto di tubazione non interrato. Non sarà considerato invece il quantitativo di greggio contenuto nella parte interrata in quanto il dislivello impedisce il passaggio di greggio proveniente da quella sezione di tubazione.

Per la parte on-shore (Rif. [18]) sono state considerate due sezioni isolabili:

- Tratto di tubazione (lunghezza pari a circa 10 m) che corrisponde alla sezione a monte delle SDV 2A/B;
- Tratto di tubazione (lunghezza pari a circa 50 m), corre dalla valvola di chiusura automatica SDV 2A/B fino alle valvole motorizzate a monte dei tie-in della fossa collettori.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Si osserva che entrambi i segmenti si trovano ad un'altezza sul livello del mare superiore rispetto al tratto off-shore di conseguenza nel calcolo del quantitativo di greggio rilasciati escluderà il volume di greggio contenuto nel restante tratto a mare della pipeline.

6.1.2 Rotture derivanti da deviazioni di processo (Top Event)

Dall'Analisi HAZOP (Rif. [20]) risulta che l'unico evento che potrebbe portare a rottura delle pipeline nel tratto on-shore è la sovrappressione per chiusura spuria della valvola SDV 2A/B durante lo spiazzamento della tubazione. In base ai datasheets delle pompe utilizzate per inviare il fluido di spiazzamento (Allegato 1) si può osservare che le pompe in caso di mandata chiusa hanno una pressione massima di 15 bar. Anche valutando che le pompe sono a 12 metri s.l.m. rispetto al limite di batteria di Porto Petroli, considerando le perdite di carico, la pressione massima in caso di "blocked outlet" non supera la pressione di design della tubazione di 19 bar. Tale scenario incidentale non è quindi ulteriormente analizzato.

6.2 STIMA DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO DEGLI EVENTI INCIDENTALI

6.2.1 Valutazione delle frequenze di rilascio per rotture di tipo Random

Facendo riferimento alla metodologia descritta nel Paragrafo 4.3, si riportano di seguito i valori delle frequenze di accadimento nel caso di rottura di manichetta flottante, condotta sottomarina e tratto di tubazione on-shore, elaborati facendo riferimento a dati del Ministero dell'Ambiente per la rottura delle manichette galleggianti, al database PARLOC 2001 (Rif. [5]) per la condotta sottomarina e per le rotture della sezione on-shore alla metodologia API 581 (Rif. [1]).

6.2.1.1 Rilascio per rottura di tipo Random della manichetta flottante

In merito allo scenario di rottura della manichetta flottante, si riporta dato di rottura validato dal Ministero dell'Ambiente, adottato per analisi di rischio condotte in ambito italiano per installazioni similari alla Boa CALM oggetto del presente studio (Rif. [11]).

Tabella 6.1: Frequenze di accadimento di rilascio relative alla manichetta flottante (ev/yr)

	Manichetta Flottante
Full Bore	$10^{-4} \div 10^{-6}$

In questo studio si prenderà in considerazione il valore medio del range (10^{-5} eventi/anno).

6.2.1.2 Rilascio per rotture di tipo Random da sezione off-shore

In Tabella 6.2 riportano le frequenze di accadimento relative agli scenari incidentali per le sezioni off-shore (sia interrata tra che posata sul fondo marino); si noti che la frequenza di accadimento, secondo quanto riportato nel database PARLOC 2001 (Rif. [5]), è stata ulteriormente suddivisa in:

- No Rilascio: incidenti che hanno richiesto riparazione ma non hanno comportato perdita di materiale;

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

- Perdita di contenimento, suddivisa in diversi diametri caratteristici di rilascio.

La frequenza di accadimento, fornita inizialmente in ev/km/yr, è stata poi moltiplicata per gli effettivi km di tubazione considerata.

Come già specificato, per il tratto di tubazione off-shore interrato, la principale causa di rilascio è dovuta alla corrosione, che di conseguenza, non può generare fori di dimensioni eccessive; per questa ragione si è considerato il solo scenario di rottura piccola (somma di frequenza di rottura 1" e ¼").

Tabella 6.2: Frequenze di accadimento di rilascio relative alle sezioni di tubazione off-shore (ev/yr)

	Sezione off-shore non interrata	Sezione off-shore interrata
¼"	2.18E-02	2.18E-02
1"	4.11E-06	N/A
4"	4.11E-06	N/A
Full Bore	N/A	N/A

Come specificato nel Paragrafo 4.3, per il successivo calcolo degli Scenari Incidentali, saranno tenute in considerazione due tipologie di rottura, ossia Piccola (somma delle frequenze di rilascio da diametro equivalente di ¼" e 1"), Media (frequenze di rilascio da diametro equivalente di 4") . La rottura full-bore non è considerata scenario credibile per la sealine di diametro 32" in quanto la zona è interdetta alla navigazione e quindi non si ritengono credibili interazioni con la condotta dovute ad ancoraggi o affondamento navi. In Tabella 6.3 si mostra la frequenza di accadimento delle rotture sopra descritte, valori che saranno utilizzati come frequenze iniziatrici per lo sviluppo degli Alberi degli Eventi.

Tabella 6.3: Frequenze di Rottura espresse in eventi/anno

	Sezione off-shore non interrata	Sezione off-shore interrata
Rottura Piccola	2.18E-02 ev/anno	2.18E-02 ev/anno
Rottura Media	4.11E-06 ev/anno	N/A
Rottura Grave	N/A	N/A

6.2.1.3 Rilascio per rotture di tipo Random da sezione on-shore

Nella Tabella 6.4 si riportano le frequenze di accadimento per il tratto di tubazione on-shore. In questo caso la tubazione sarà suddivisa in due differenti sezioni intercettabili: la prima sezione, di lunghezza pari a circa 10 m, è quella a monte delle SDV 2A/B come da layout 12-469-PRO-D-010, Rev.1 (Rif. [14]); la seconda sezione, di lunghezza pari a circa 50 m, è invece dalla SDV 2A/B fino al tie-in con la fossa collettori (in questo caso la sezione è intercettata da valvole motorizzate). Come specificato nel Paragrafo 4.3, il calcolo delle frequenze è stato sviluppato secondo la metodologia API-581 (Rif. [1]).


 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Tabella 6.4: Frequenze di accadimento di rilascio relative alla sezione on-shore (ev/yr)

Foro di Rilascio	Sezione on-shore 10 [m]	Sezione on-shore 50 [m]
¼"	9.9E-07	4.9E-06
1"	3.3E-06	1.6E-05
4"	3.3E-07	1.6E-06
Full Bore (32")	N/A	N/A

Conformemente a quanto specificato nel capitolo relativo alla metodologia, si definisce Evento Incidentale Credibile un evento contraddistinto da una frequenza di accadimento uguale o superiore a 1.00E-06 accadimenti/anno. Nel seguito dell'analisi, i seguenti Eventi Incidentali non saranno ulteriormente analizzati in termini di conseguenze:

- per la sezione a monte delle SDV (lunghezza 10 m) non verranno ulteriormente analizzati gli scenari corrispondenti a foro di rilascio pari a ¼" e 4".

Come specificato nel Paragrafo 4.3, per il successivo calcolo degli Scenari Incidentali, saranno tenute in considerazione due tipologie di rottura, ossia Piccola (somma delle frequenze di rilascio da diametro equivalente di ¼" e 1"), Media (frequenze di rilascio da diametro equivalente di 4"). La rottura full bore della tubazione con diametro 32" non è ritenuta credibile. In Tabella 6.5 si mostra la frequenza di accadimento per le rotture sopra descritte, valori che saranno utilizzati come frequenze iniziatrici per lo sviluppo degli Alberi degli Eventi, tenendo conto degli Scenari non ulteriormente analizzati perché ritenuti non credibili.

Tabella 6.5: Frequenze di Rottura espresse in eventi/anno


	Sezione on-shore; L = 10 [m]	Sezione on-shore; L = 50 [m]
Rottura Piccola	3.3E-06	2.1E-05
Rottura Media	N/A ¹	1.6E-06
Rottura Grave	N/A	N/A

6.3 IDENTIFICAZIONE DEGLI SCENARI INCIDENTALI

La metodologia utilizzata per la modellazione degli scenari incidentali (descritta dettagliatamente nel Paragrafo 4.5) si distingue in due fasi successive:

- Quantificazione del rilascio, che comprende: la definizione della sezione caratteristica di rottura (in termini di diametro equivalente), delle condizioni fisiche del fluido al momento del rilascio, valutazione della portata di rilascio e della durata del rilascio;

¹ Come specificato nella definizione di Evento Incidentale Credibile, non verranno ulteriormente analizzati eventi contraddistinti da una frequenza di accadimento inferiore a 1.00E-06 accadimenti/anno.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

- Ipotesi di evoluzione verso i possibili scenari incidentali e stima della loro frequenza di accadimento mediante l'applicazione dell'Albero degli Eventi.

Le simulazioni sono state effettuate col software PHAST v. 6.54 (DNV); date le generiche caratteristiche del greggio, gli scenari sono stati simulati ipotizzando rilascio di n-Decano (C₁₀H₂₂).

6.3.1 Scenario 1: Rilascio a seguito di rottura della manichetta flottante

6.3.1.1 Quantificazione dei rilasci

La lunghezza delle manichette utilizzate per lo scarico del greggio dalla nave alla boa è di circa 280 metri.

In accordo a quanto definito nel Paragrafo 4.4, nella seguente Analisi di Rischio la gravità dell'incidente è stata valutata assumendo:

- Rottura Grave: diametro equivalente del foro di rilascio pari al diametro della manichetta, ossia 24".

In Tabella 6.6 si riportano i risultati della dispersione di greggio in termini di:

- Quantità di greggio contenuta nella tubazione: si considera il volume della manichetta flottante e la densità del greggio in questione, pari a 990 kg/m³;
- Portata di efflusso: portata di scarico dal foro di rottura;
- Tempo di intervento: tempo necessario per l'individuazione di una perdita e la successiva fermata della pompa sulla nave. È stato fissato pari a 3 minuti per rottura Full Bore (si considera che data la perdita di carico si arrivi allo shut-off della pompa sulla nave e che quindi ci si renda conto prima della rottura);
- Quantità di greggio rilasciata prima dell'intercettazione;
- Area interessata: dimensione massima della pozza di greggio sulla superficie del mare, considerando uno spessore di pozza pari a 3 mm.

Tabella 6.6: Rilascio di greggio da manichetta flottante

Foro di rilascio [mm]	Quantità di greggio contenuta nella manichetta [kg]	Portata di efflusso [kg/s]	Tempo di intervento [min]	Quantità rilasciata prima di intercettazione [kg]	Quantità totale scaricata [kg]	Area [km ²]
24"	81000	1375	3	247500	328500	0.11

6.3.1.2 Frequenza di accadimento degli Scenari Incidentali

L'evoluzione che ogni Evento Incidentale può avere è stata identificata con la tecnica dell'Albero degli Eventi, come descritto nel Paragrafo 4.5. Mediante gli alberi degli eventi è anche possibile calcolare la frequenza di accadimento dei vari scenari che possono svilupparsi da un determinato evento incidentale e individuare così gli scenari credibili. L'albero degli eventi tiene conto dell'evoluzione dell'evento incidentale considerando cosa

può accadere durante o dopo il rilascio, quando, nel caso in analisi, la massa di sostanza infiammabile fuoriuscita inizia ad accumularsi formando una pozza.

In Figura 6.1, si riportano tutti gli Scenari Incidentali conseguenti a rilascio da manichetta galleggiante e la loro frequenza di accadimento. Gli Scenari Incidentali caratterizzati da frequenza inferiore a 1.00E-07 eventi/anno sono da ritenersi non credibili.

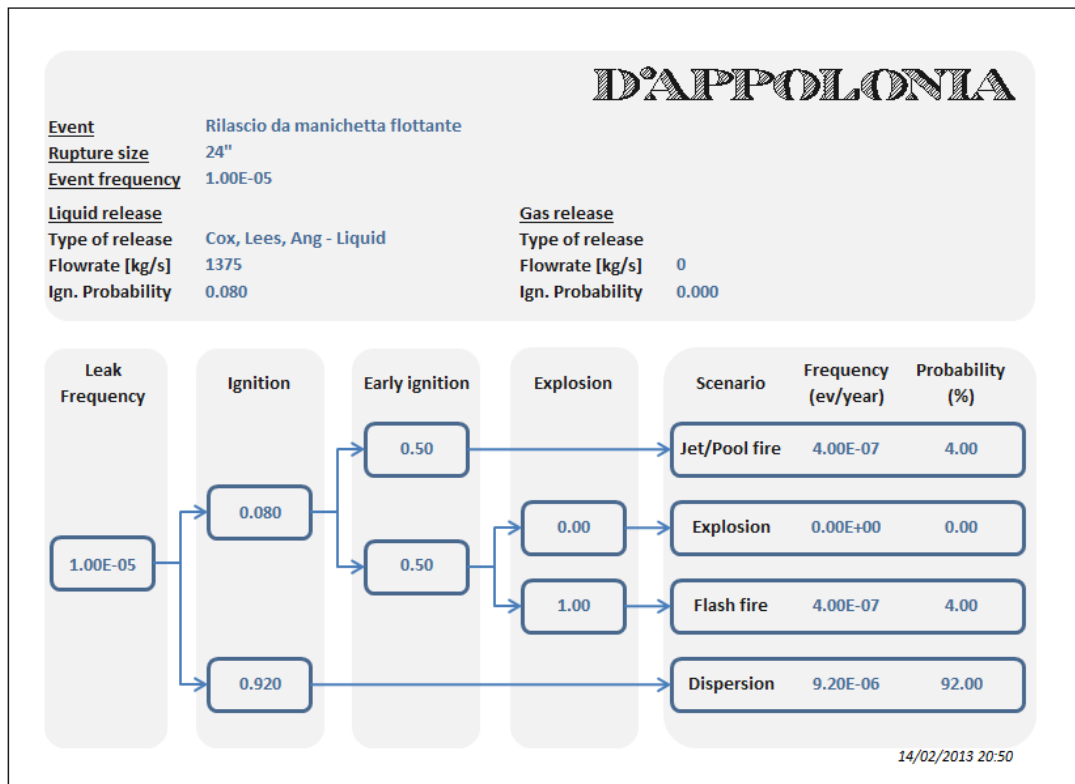


Figura 6.1: ETA per un rilascio da manichetta flottante (foro di rilascio pari a 24")

Di seguito si riportano tutti gli Scenari Incidentali conseguenti al rilascio ipotizzato e la loro frequenze di accadimento.

Tabella 6.7: Scenario 1 - Rilascio di greggio da manichetta flottante

Evento Incidentale	Scenario Incidentale	Frequenza di accadimento (eventi/anno)
Rottura manichetta flottante, rilascio da foro 24" (FB)	Pool Fire	4.00E-07
	Esplosione	0.00E+00
	Flash Fire	4.00E-07
	Dispersione	9.20E-06

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

In caso di innesco della pozza formata dal rilascio di greggio, dato lo spessore iniziale limitato, (considerato pari a 3 mm) lo scenario incidentale avrebbe comunque una durata di pochi secondi e quindi non sufficiente per causare danni alle strutture della boa o alla nave. La piattaforma inoltre non è presidiata da operatori e quindi anche il rischio per gli operatori in caso di incidente è da considerarsi nullo.

Si consideri inoltre che le manichette galleggianti possono essere a doppia carcassa con rilevatori luminosi di perdite, sconnettore automatico di emergenza e luci di segnalazione che consentano di poter intervenire tempestivamente e segnalare la perdita.

Per quanto riguarda le possibili conseguenze ambientali dello sversamento in mare dell'olio combustibile, non vengono qui trattate in modo dettagliato. Si evidenzia però che le operazioni sono sempre vigilate, e pertanto è del tutto realistica una individuazione veloce di un eventuale rilascio, ed è inoltre prevista la disponibilità di un servizio di antinquinamento di pronto intervento che verosimilmente può servire per gestire eventuali rilasci nel modo corretto.

Il rischio ambientale può essere inoltre valutato tenendo conto della Matrice di Rischio Ambientale ENI (Rif. [4]), riportata di seguito:

Tabella 6.8: Classi di Conseguenza Ambientale

Classe di Conseguenza	Area Interessata (miglia quadrate)
1 - Modesto	<0.1
2 – Marginale	0.1 – 1
3 – Locale	1 – 10
4 – Considerevole	10 – 100
5 - Esteso	> 100


Come riportato in Tabella 6.6, a seguito di rilascio da manichetta flottante, l'area iniziale interessata da sversamento corrisponde a circa 0.04 miglia quadrate (l'area è stimata pari a 0.11 km²), e ricade dunque in Classe 1, impatto Modesto. Inoltre, come riportato sopra, la presenza di un servizio antinquinamento di pronto intervento garantisce il contenimento della pozza iniziale.

6.3.2 Scenario 2: Rilascio da condotta sottomarina non interrata per rottura di tipo random

6.3.2.1 Quantificazione dei rilasci per rotture di tipo Random

Per quantificare l'entità delle possibili conseguenze derivanti da rilascio di greggio dalla condotta sottomarina in questione, è necessario calcolare la massima portata di rilascio e la durata del rilascio. In accordo a quanto definito nel Paragrafo 4.4, nella seguente Analisi di Rischio la gravità dell'incidente è stata valutata assumendo:

- Rottura Piccola: diametro equivalente del foro di rilascio pari a 1”;
- Rottura Media: diametro equivalente del foro di rilascio pari a 4”, corrispondenti a circa 100 mm.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Poiché gli Eventi Incidentali sono causati da rotture casuali le condizioni di rilascio utilizzate sono state assunte pari alle condizioni di esercizio riportate in Tabella 5.1.

Per quanto riguarda la pressione di rilascio questa è stata fissata a 10 bar, pari alla differenza tra la pressione operativa (15 bar come riportato in Tabella 5.1) e la pressione che insiste sulla tubazione a 40 m di profondità (5 bar).

I risultati della fase di dispersione sono riassunti in Tabella 6.10.

Si noti che, in entrambi i casi, i raggi di estensione della pozza sono contenuti e le concentrazioni di olio all'interno della pozza sono ridotte; data la densità del greggio in questione (pari a circa 990 kg/m³), una volta che il pennacchio ha raggiunto la superficie del mare, la differenza di densità con l'acqua di mare (1030 kg/m³) sarà minima a causa della miscelazione durante la risalita. Si esclude perciò il rischio di affondamento navi a causa di transito su una zona a bassa densità per conseguente perdita di portanza.

In Tabella 6.9 si riportano i risultati della dispersione di greggio in termini:

- **Quantità di greggio rilasciata:** è il quantitativo contenuto nella tubazione, calcolato tenendo conto del volume della pipeline (si è considerato il solo tratto off-shore non interrato, pari a 1500 m) e la densità del greggio in questione, pari a 990 kg/m³;
- **Portata di efflusso:** portata di scarico dal foro di rottura;
- **Tempo di intervento:** tempo necessario per l'individuazione di una perdita e la successiva chiusura della SDV. È stato fissato pari a 23 minuti (tempo necessario perché ci si accorga della perdita, 20 minuti, più 3 minuti per la chiusura delle valvole SDV) per Rottura Media e Rottura Piccola;
- **Quantità di greggio rilasciata prima dell'intercettazione:** è la quantità di greggio fuoriuscita dalla tubazione a seguito del lavoro della pompa, prima dell'intervento della SDV.

Tabella 6.9: Rilascio di greggio da tubazione off-shore non interrata

Foro di rilascio [mm]	Quantità di greggio contenuta nella tubazione [kg]	Portata di efflusso [kg/s]	Tempo di intervento [min]	Quantità rilasciata prima dell'intercettaz. [kg]	Quantità totale rilasciata [kg]
1"	770000	1.22E+01	23	16830	786830
4"		1.96E+02	23	270480	1040480

Tabella 6.10: Risultati della rilascio di greggio da condotta sottomarina

Profondità	Dimensione foro	Portata [kg/s]	Velocità [m/s]	Direzione rilascio	Raggio finale [m]	Tempo [s]	C _{olio}
40 m	1"	1.22E+01	58	H	11	561	<0.001
				V	6	211	0.001
	4"	1.96E+02		H	18	357	0.001
				V	6	65	0.004

In Figura 6.2 vengono riportate le viste laterali dei 4 casi sopra esaminati.

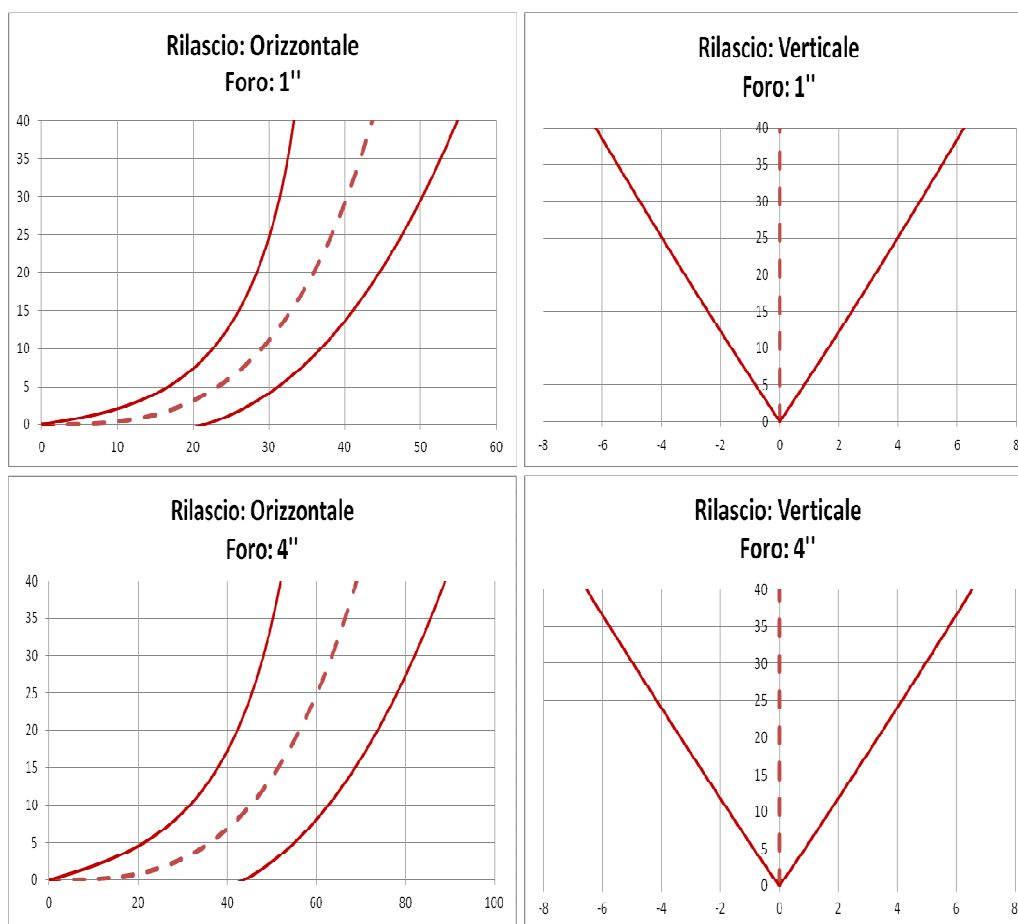


Figura 6.2: Vista laterale dei pennacchi

6.3.2.2 Frequenza di accadimento degli Scenari Incidentali

In Figura 6.3 e Figura 6.4 si riportano tutti gli Scenari Incidentali conseguenti a rilasci da condotta sottomarina non interrata e la loro frequenza di accadimento. Gli Scenari Incidentali caratterizzati da frequenza inferiore a 1.00E-07 eventi/anno sono da ritenersi non credibili.

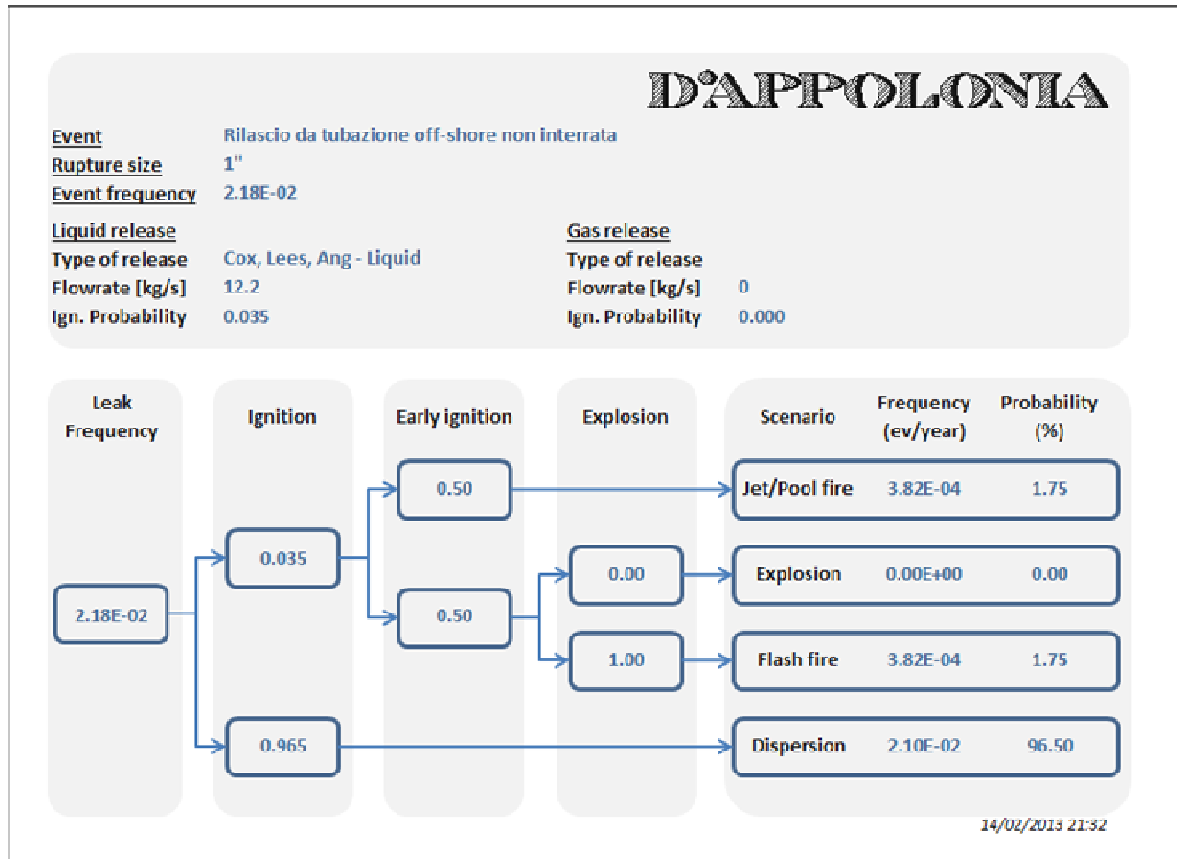


Figura 6.3: ETA per un rilascio da condotta sottomarina non interrata (foro di rilascio pari a 1")

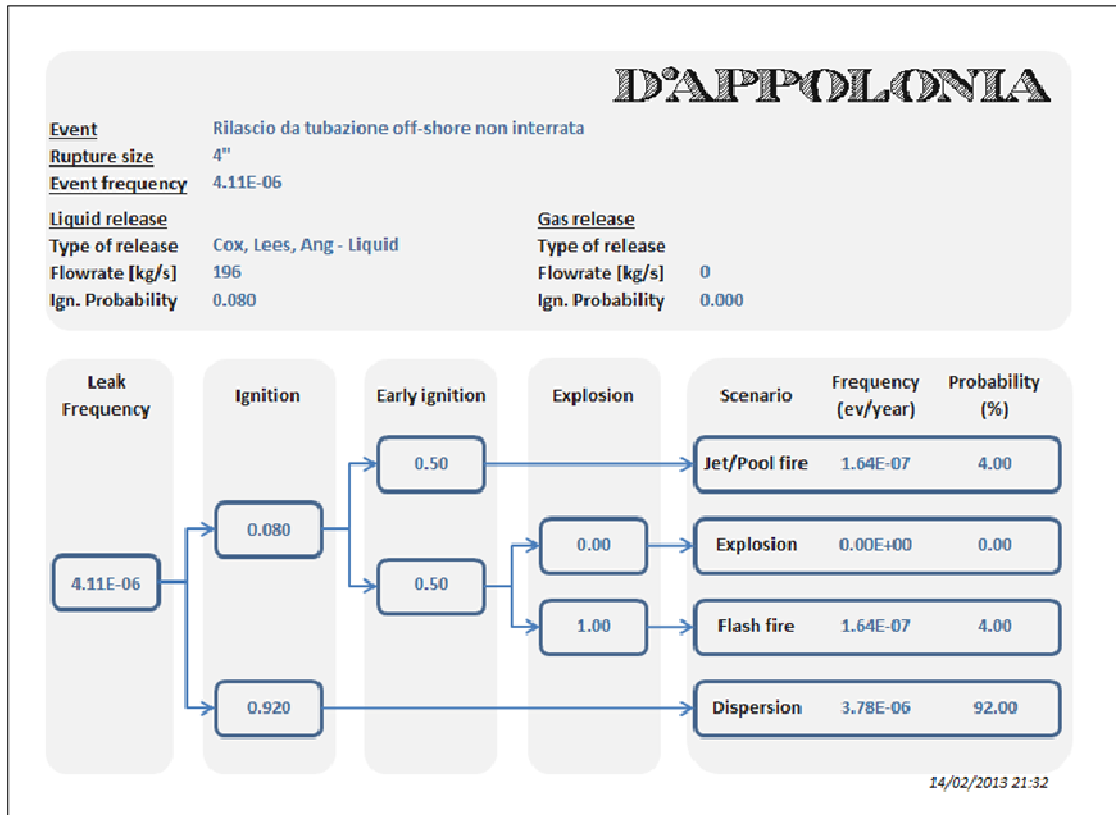



Figura 6.4: ETA per un rilascio da condotta sottomarina non interrata (foro di rilascio pari a 4")

Di seguito si riportano tutti gli Scenari Incidentali conseguenti al rilascio ipotizzato e la loro frequenza di accadimento.

Tabella 6.11: Scenario 2 - Rilascio di greggio da condotta sottomarina non interrata

Evento Incidentale	Scenario Incidentale	Frequenza di accadimento (eventi/anno)
Rottura tubazione off-shore non interrata, rilascio da foro 1"	Pool Fire	3.82E-04
	Esplosione	0.00E+00
	Flash Fire	3.82E-04
	Dispersione	2.10E-02
Rottura tubazione off-shore non interrata, rilascio da foro 4"	Pool Fire	1.64E-07
	Esplosione	0.00E+00
	Flash Fire	1.64E-07
	Dispersione	3.78E-06

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Gli scenari di Pool Fire e Flash Fire non vengono ulteriormente analizzati in quanto essendo la zona interdotta alla navigazione è da ritenersi non credibile la presenza di una fonte di innesco.

6.3.3 Scenario 3: Rilascio da condotta sottomarina interrata

Come specificato nel Paragrafo 4.5.2 della presente Analisi di Rischio, per il tratto di tubazione sottomarina interrata, pari a circa 1800 m, verrà fornito solamente il quantitativo di greggio scaricato, espresso in m³. Poiché la profondità media di questa sezione interrata è di circa 40 m, non si prevede alcun impatto acuto.

In Tabella 6.12 si riportano i risultati della dispersione di greggio a seguito di foro nel tratto di tubazione off-shore interrato, escludendo il calcolo dell'estensione della pozza sul livello del mare.

Tabella 6.12: Rilascio di greggio da tubazione off-shore interrata

Foro di rilascio [mm]	Quantità di greggio contenuta nella tubazione [kg]	Portata di efflusso [kg/s]	Tempo di intervento [min]	Quantità rilasciata prima di intercettazione [kg]	Quantità totale rilasciata [kg]
1"	925000	10.9	23	15000	940000

6.3.4 Scenario 4 e Scenario 5: Rilascio da condotta on-shore per rottura di tipo Random

Questa sezione riporta i risultati della dispersione di greggio a seguito di fuoriuscita da condotta on-shore; i risultati saranno suddivisi come nei capitoli precedenti in due random:

- primo tratto: sezione a monte delle SDV2A/B (lunghezza circa 10 metri) Rif. [14];
- secondo tratto: sezione di lunghezza pari a circa 50 m (compresa invece dalla SDV 2A/B fino al tie-in con la fossa collettori).


6.3.4.1 Quantificazione dei rilasci per rotture di tipo random

In Tabella 6.13 vengono riportati i risultati della dispersione di greggio a seguito di fuoriuscita dal tratto di tubazione on-shore compreso tra il giunto di isolamento e la SDV 2A/B, sulla base di quanto già descritto nel Paragrafo 4.5.3. In Tabella 6.14 si illustrano invece i risultati relativi al tratto di tubazione on-shore compreso tra la SDV e gli impianti di stoccaggio.

Per entrambi gli scenari la pressione interna alla tubazione è stata assunta pari a 9 bar, come riportato in Tabella 5.1; avendo ipotizzato il rilascio a +0.00 m di quota, la pressione di rilascio è fissata a 8 bar.

Come specificato nella Sezione 4.6.1, il tempo di intervento è stato fissato pari a 23 minuti, in quanto la fase critica è l'individuazione del rilascio da parte dell'operatore (20 minuti) più 3 minuti per la chiusura di mandata.

Lo spessore massimo di pozza risulta pari a 10 mm (Paragrafo 4.5.3).

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

Da Tabella 6.5 si osserva che l'unica rottura possibile deriva da foro di rilascio pari a 1", escludendo per frequenza Eventi Incidentali derivanti da fori di rilascio di dimensioni maggiori.

**Tabella 6.13: Scenario 4 –
Rilascio greggio da tubazione on-shore, tratto pari a L = 10 [m]**

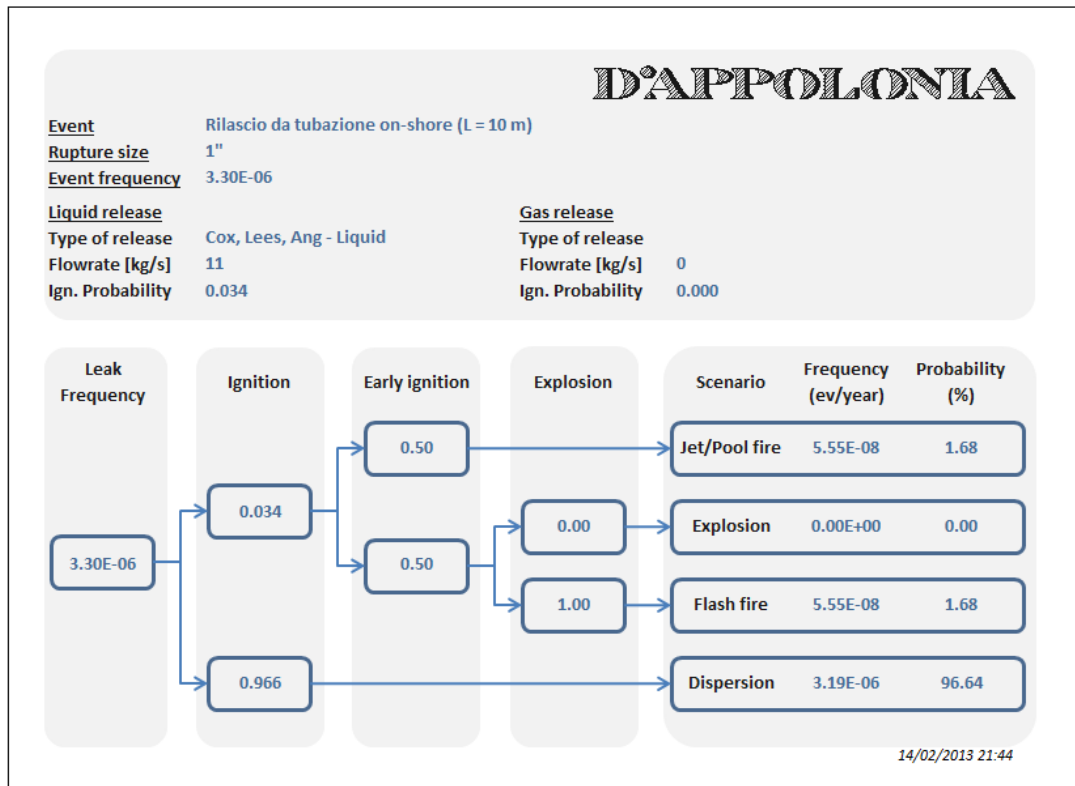
Foro di rilascio [mm]	Quantità di greggio contenuta nella tubazione [kg]	Portata di efflusso [kg/s]	Tempo di intervento [min]	Quantità rilasciata prima di intercettazione e [kg]	Quantità totale [kg]	Area [km ²]
1"	5120	11	23	15200	20300	0.002

**Tabella 6.14: Scenario 5 –
Rilascio di greggio da tubazione on-shore, tratto pari a L = 50 [m]**

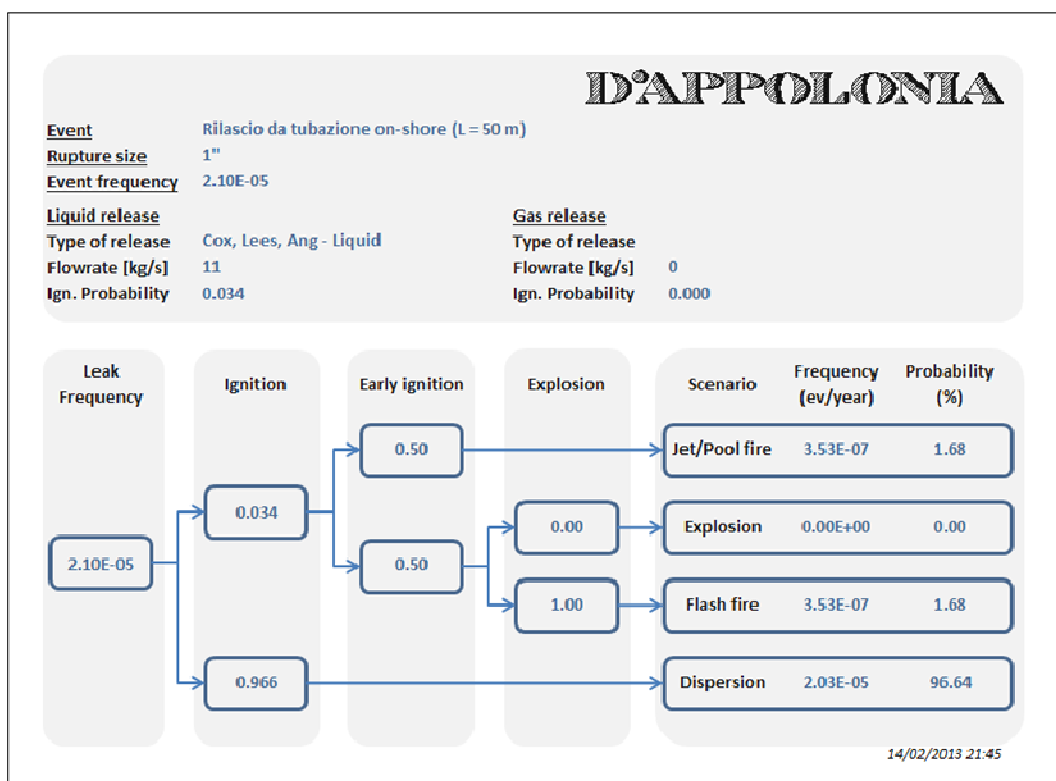
Foro di rilascio [mm]	Quantità di greggio contenuta nella tubazione [kg]	Portata di efflusso [kg/s]	Tempo di intervento [min]	Quantità rilasciata prima di intercettazione [kg]	Quantità totale scaricata [kg]	Area [km ²]
1"	24880	11	35	23100	47980	0.005
4"		176		369600	394480	0.04

6.3.4.2 Frequenza di accadimento degli Scenari Incidentali

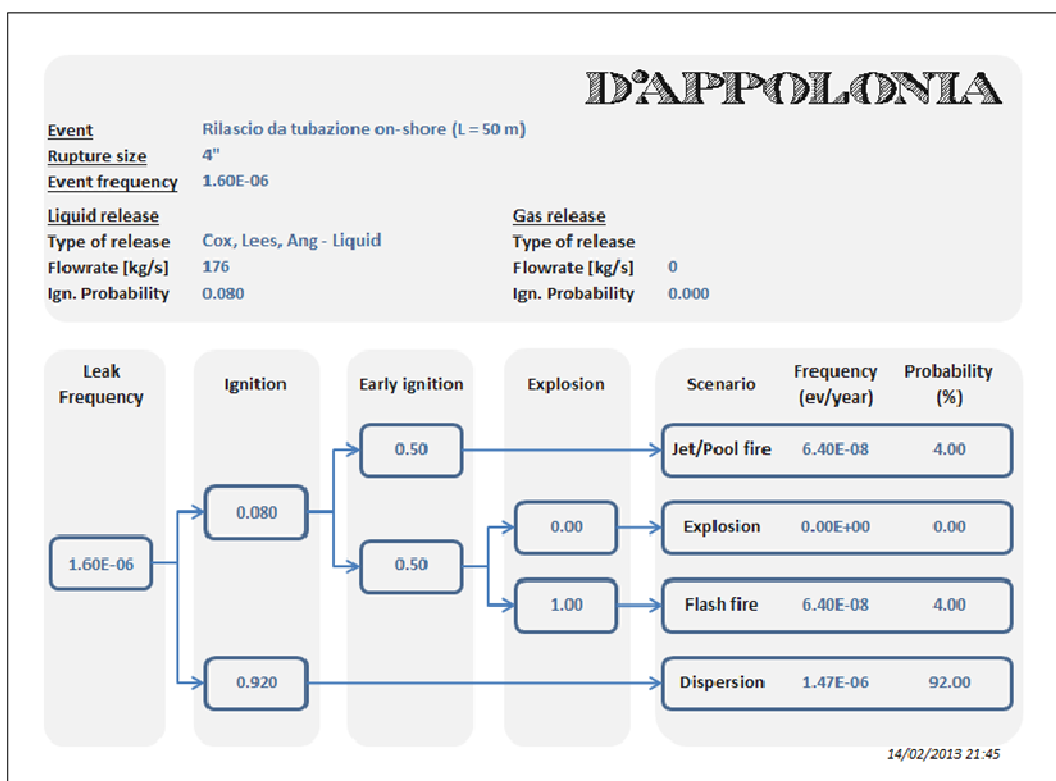
In Figura 6.5, Figura 6.6 e Figura 6.7 si riportano tutti gli Scenari Incidentali conseguenti a rilasci da condotta on-shore e la loro frequenza di accadimento. Gli Scenari Incidentali caratterizzati da frequenza inferiore a 1.00E-07 eventi/anno sono da ritenersi non credibili.



**Figura 6.5: ETA per rilascio da condotto on-shore (L = 10 m)
(foro di rilascio pari a 1")**



**Figura 6.6: ETA per rilascio da condotto on-shore (L = 50 m)
(foro di rilascio pari a 1")**



**Figura 6.7: ETA per rilascio da condotto on-shore (L = 50 m)
(foro di rilascio pari a 4")**

Di seguito vengono riportate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali per gli Scenari 4 e 5:

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

**Tabella 6.15: Scenario 4 e Scenario 5 –
Frequenze Accadimento Scenari Incidentali**

Evento Incidentale	Scenario Incidentale	Frequenza di accadimento (eventi/anno)
Scenario 4: Rottura tubazione on-shore (L = 10 m), rilascio da foro 1"	Pool Fire	5.55E-08
	Esplosione	0.00E+00
	Flash Fire	5.55E-08
	Dispersione	3.19E-06
Scenario 5: Rottura tubazione on-shore (L = 50 m), rilascio da foro 1"	Pool Fire	3.53E-07
	Esplosione	0.00E+00
	Flash Fire	3.53E-07
	Dispersione	2.03E-05
Scenario 5: Rottura tubazione on-shore (L = 50 m), rilascio da foro 4"	Pool Fire	6.40E-08
	Esplosione	0.00E+00
	Flash Fire	6.40E-08
	Dispersione	1.47E-06

Come si può osservare dalla tabella per lo Scenario 4 non si verificano scenari incidentali con frequenza credibile quindi non saranno ulteriormente analizzati.


Per lo Scenario 5, l'unico scenario credibile è il Pool Fire derivante da foro di diametro 1". Le conseguenze saranno analizzate nel paragrafo seguente.

6.4 VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

Nel presente paragrafo sono riportati i risultati dei calcoli svolti per la determinazione delle conseguenze (espresse in distanze di impatto) associate ai soli scenari incidentali credibili. Le assunzioni che sono state utilizzate per la valutazione di tali calcoli sono riportate nel Paragrafo 4. Le distanze di impatto sono state calcolate con riferimento ai valori soglia riportati in Tabella 4.4.


Nelle tabelle sono riportate le distanze relative ai valori soglia indicati dal Decreto del Ministero dei Lavori Pubblici 9 Maggio 2001 (Tabella 4.4).

Per il calcolo delle conseguenze sono state utilizzate le condizioni ambientali riportate in Tabella 4.3.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

**Tabella 6.16: Distanze di danno e frequenze degli Scenari Incidentali
(sezione on-shore)**

Evento Incidentale	Scenari	Incendio (m)						Flash Fire (m)		UVCE (m)			
		Diametro della Pozza	37.5 kW/m ²	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	LFL	LFL/2	0.3 bar	0.14 bar	0.07 bar	0.03 bar
Rilascio da tubazione on-shore a valle delle SDV	Pool Fire	15	8	21	30	35	42						
	UVCE									--	--	--	--
	Flash Fire							N.R.	N.R.				
	Dispersione												

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

7 CONCLUSIONI

Il presente documento ha presentato i risultati ottenuti dall'analisi di rischio sviluppata nell'ambito del progetto "Terminale Offshore tipo CALM" (Catenary Anchor Leg Mooring) per il trasferimento del greggio dalle petroliere verso terra, in sostituzione dell'attuale monormeggio esistente di tipo BALM (Buoy Anchor Leg Mooring).

La metodologia utilizzata per l'analisi degli eventi incidentali si articola in:

- Identificazione degli eventi incidentali;
- Stima delle frequenze di accadimento;
- Scenari incidentali ed analisi delle conseguenze.

Considerando i dati attuali di progetto, sono state individuate le seguenti tipologie di rilascio da prendere come riferimento per l'identificazione degli Eventi Incidentali che possono avere luogo a seguito della messa in esercizio delle condotte sottomarine, del PLEM e della monoboa:

- Rilascio di greggio a seguito di rottura della manichetta flottante;
- Rilascio di greggio dalla sezione off-shore non interrata;
- Rilascio di greggio dalla sezione off-shore interrata;
- Rilascio di greggio dalla sezione on-shore.


Il calcolo delle portate rilasciate è stato simulato utilizzando il software PHAST 6.54 considerando le caratteristiche della tubazione (tratto on-shore e tratto off-shore). Per il tratto off-shore la simulazione della risalita del greggio è stata effettuata utilizzando il modello proposto da Yapaa and Li Zheng (Rif. [9]), che ha permesso la valutazione dell'estensione dell'area interessata dal rilascio in superficie.

L'analisi ha mostrato che per quanto riguarda il rilascio di greggio per rottura di manichetta galleggiante, il potenziale incendio della pozza non porterebbe a danneggiamento delle strutture o della nave in quanto lo scenario durerebbe solo pochi secondi. Inoltre la piattaforma non è presidiata durante le operazioni di scarico e di conseguenza il rischio per gli operatori in caso di incendio è nullo.

Il possibile inquinamento ambientale è stato valutato tenendo conto della Matrice di Rischio Ambientale ENI (Rif. [4]): a seguito di rilascio, l'area iniziale interessata da sversamento ricade in Classe 1, impatto ambientale modesto. Considerando inoltre il fatto che le operazioni di scarico vengono costantemente vigilate, e vista la disponibilità di un servizio antinquinamento di pronto intervento, il problema acuto risulta gestito.

Per gli scenari di rottura nel tratto di tubazione off-shore non interrato sia per rotture di diametro 1" che 4" gli scenari di incendio da pozza risultano non credibili data l'assenza di fonti di innesco (zona interdotta alla navigazione). Il raggio della pozza risulta al massimo di 18 metri ipotizzando che la rottura avvenga a 40 metri di profondità.

Dall'analisi del tratto on-shore risulta che gli scenari derivanti da rotture di diametro 4" non sono credibili (frequenze inferiori a 10^{-7}).


 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

E' stato invece analizzato lo scenario derivante da rottura di diametro 1". Il diametro della pozza risulta essere di circa 15 metri e l'irraggiamento per i 37 kW/m² arriva ad una distanza massima di 8 metri dal punto di rilascio. Lo scenario di incendio di pozza risulta quindi non avere conseguenze significative coinvolgendo un'area limitata come da mappatura delle conseguenze in Allegato 2.

 <i>Porto Petroli di Genova S.p.A.</i> Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.:
		12-469-H15
		Rev.:
		0

ALLEGATO 1

Curva Caratteristica Pompe Di Invio Fluido Spiazzamento

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-HSE-C-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE ANALISI DI RISCHIO	DAPP Ref.: 12-469-H15 Rev.: 0
--	---	--

ALLEGATO 2

Allegato 2: Curve di Danno – Pool-Fire