

9. PORTO PETROLI DI MULTEDO

Il porto petroli di Multedo (v. Fig. F.9/1) è ubicato nella zona di litorale immediatamente a levante della foce del torrente Varenna, che delimita Pegli da Multedo (area territoriale PMS del Piano Regolatore Portuale), ed è insediato nell'area protetta che si è venuta a creare a seguito della costruzione della pista dell'aeroporto Cristoforo Colombo di Genova.



F.9/1

9.1 SOGGETTI ADERENTI

I Soggetti che aderiscono al Rapporto Integrato di Sicurezza Portuale nell'area territoriale PMS sono elencati in tabella T.9/1.

<i>Denominazione</i>	<i>Tipologia</i>
PORTO PETROLI DI GENOVA S.p.A.	Impianto fisso (terminal petrolifero)
ENI R&M S.p.A.	Impianto fisso (area manifold)
SIGEMI S.r.l.	Impianto fisso (stazione booster)
IPLM S.p.A.	Impianto fisso (stazione booster)

T.9/1

9.2 LUNGHEZZA E FONDALI DELLE OPERE DI ACCOSTO

Le opere di accosto a servizio del porto petroli di Multedo sono costituite da n. 5 pontili - denominati Banchina Occidentale, Alfa (attualmente fuori esercizio), Beta, Gamma e Delta aventi le caratteristiche riportate nella sottostante tabella T.9/1 - attraverso i quali avvengono le operazioni di

sbarco/imbarco dei prodotti a seconda della loro tipologia, della disponibilità degli accosti e delle caratteristiche della nave.

Pontile	Accosto	Caratteristiche navi			Prodotto
		lunghezza [m]	DWT [t]	pescaggio [m]	
B.O.	Accosto 2	Lunghezza operativa 280 m	-	10,00	Chimici
	Accosto 3			10,80	
BETA	Levante	1° DISCO: 230	60.000	10,00	Petroliiferi
		2° DISCO: 200		13,10	
	Ponente	1° DISCO: 238	70.000	10,70	
		2° DISCO: 198		13,10	
GAMMA	Levante	261	100.000	14,10	Petroliiferi
	Ponente	247	85.000	13,60	
DELTA	Levante	320	250.000	14,10	Petroliiferi
	Ponente	330	260.000	14,10	

T.9/ 2

La somma delle larghezze delle due petroliere ormeggiabili nello stesso bacino non deve superare:

- fra i pontili Gamma e Delta i 75 m,
- negli altri bacini i 65 m;

per l'entrata e/o l'uscita di petroliere di T.S.L. superiore alle 100.000 destinate al Delta-Ponente è necessario che il Gamma-Levante sia libero da navi.

Si evidenzia che le navi di più elevata portata (250.000 ÷ 260.000 DWT) sono condizionate dai fondali esistenti sia all'accosto, sia alla bocca del bacino; a tali navi, quindi, l'attracco è consentito solo se parzialmente caricate (max 130.000 DWT).

9.3 DIMENSIONI DELLE AREE A TERRA

Il terminal petrolifero di cui trattasi è ubicato nel bacino portuale di Multedo, di superficie pari a circa 670.000 m², e si sviluppa su una superficie di circa 136.000 m² delimitata:

- a ovest dalla banchina occidentale e dalla strada di accesso alla spiaggia;
- a sud dallo specchio acqueo (circa 210.000 m²);
- a est da aree demaniali utilizzate prevalentemente sia come deposito di materiali ed attrezzature sia come impianto di costruzione cassoni;
- a nord dalla strada demaniale adiacente alla ferrovia Genova-Ventimiglia.

9.4 INFRASTRUTTURE DI COLLEGAMENTO

L'area portuale di cui trattasi risulta collegata con il circostante tessuto urbano di Pegli e Multedo esclusivamente tramite il varco stradale ubicato in prossimità della radice della Banchina Occidentale.

All'interno del porto non sono presenti scali ferroviari.

Il porto petroli di Multedo, il più importante punto di approvvigionamento energetico per l'Italia Nord-occidentale, risulta collegato con depositi e/o impianti produttivi ubicati nell'area ligure, lombarda e piemontese tramite le tubazioni riportate nella sottostante tabella T9/3.

Prodotto	Destinazione	Diametro tubazioni [inches]									
		6	8	10	12	16	20	26	28	30	42
Chimici	Superba S.r.l.	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	A.C. Carmagnani S.p.A.	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroliiferi	Sigemi S.r.l.	-	-	2	-	1	-	-	-	-	-
	Iplom S.p.A.	-	1	-	-	1	2	-	1	-	-
	ENI R&M S.p.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-
Totale		3	4	2	-	2	2	-	1	4	-

T.9/ 3

Si evidenzia che gli oleodotti indicati in tabella sono quelli attualmente in servizio.

9.5 MODALITÀ PER LA MOVIMENTAZIONE DELLE MERCI PERICOLOSE

L'attività svolta è costituita dallo sbarco/imbarco di prodotti petroliferi e/o chimici effettuata tramite la connessione della nave alle tubazioni di collegamento con gli stabilimenti o depositi di cui alla tabella T.9/3, realizzata attraverso:

- per i prodotti petroliferi:
 - a) i bracci di carico installati in numero variabile sui pontili Beta, Gamma e Delta, che mettono in collegamento la nave con la tubazione che corre sul pontile stesso (linea di pontile); i bracci sono dotati di tre sistemi di stacco rapido:
 - per evitare il colpo d'ariete;
 - per facilitare lo sganciamento immediato della nave in caso di necessità (sistema oleodinamico di chiusura);
 - per eliminare lo sversamento in caso di distacco improvviso della nave dalla banchina (sistema di valvole che si chiudono automaticamente); in questo caso, se una nave deve allontanarsi in una situazione di emergenza, il sistema provvede automaticamente al distacco del braccio ed alla chiusura delle valvole (*break away coupling*), evitando così rilasci nell'ambiente;
 - b) le linee di pontile che si innestano in un complesso sistema di tubazioni (alloggiate in fosse, denominate "fossa collettori" e "fossa tubi") che consentono un elevatissimo numero di interscambi legato al pontile di attracco, al prodotto movimentato, alla destinazione del prodotto stesso;
 - c) le linee in fossa collettori che collegano di fatto le linee di pontile con le stazioni booster delle Società utenti Iplom e Sigemi e con l'area manifold della Società utente ENI R&M;
 - d) le stazioni booster che effettuano l'invio dei prodotti verso gli stabilimenti o depositi ubicati nell'entroterra attraverso pompe di rilancio e attraverso gli oleodotti di cui alla tabella T.9/3;
- per i prodotti chimici:
 - a) le manichette installate sulla Banchina Occidentale, che mettono in collegamento la nave con la tubazione che corre in Banchina (linea di pontile);
 - b) le linee di pontile che si innestano, da ogni accosto, nella relativa linea che corre in "fossa collettori";
 - c) le linee in fossa collettori direttamente collegate ai depositi ubicati al di fuori del terminal (Superba, Carmagnani).

Riassumendo si può affermare che le attrezzature per la movimentazione dei prodotti sono costituite da bracci e manichette; tubazioni, con relative flange e valvole; nonché pompe in dotazione alle stazioni booster.

La movimentazione dei prodotti avviene a temperatura ambiente (ad eccezione dell'olio combustibile che può essere riscaldato fino al massimo a 60°C per consentirne il pompaggio) ed alla pressione fornita dalle pompe di bordo nave - con l'eventuale ausilio delle pompe booster installate nelle stazioni delle Società utenti - nel caso di sbarco; l'imbarco avviene alla pressione fornita dalle pompe dei depositi costieri.

9.6 IMPIANTI, ATTIVITÀ O DEPOSITI PRESENTI NELL'AREA PORTUALE ESCLUSI DAGLI OBBLIGHI DI CUI AGLI ARTICOLI 6 E 8 DEL D.L.VO 17.08.99, N. 334 e s.m.i.

9.6.1 PORTO PETROLI DI GENOVA S.P.A.

Le informazioni contenute nel presente paragrafo derivano dal Rapporto Integrato di Sicurezza Portuale del 2004 e dagli Elementi e Informazioni di cui all'art. 4, comma 2, del D.M. 293/01, trasmessi dalla Porto Petroli di Genova S.p.A. all'Autorità Portuale di Genova nel 2008.

9.6.1.1 Denominazione

Ragione sociale: Porto Petroli di Genova S.p.A.
Sede: Radice Pontile Alfa - porto petroli di Genova-Multedo
Città: Genova GE
C.A.P.: 16155
Telefono: +3901086151
Coordinate:
 Latitudine: 44°25'01"
 Longitudine: 8°49'07"

9.6.1.2 Descrizione

Il terminal risulta costituito essenzialmente da:

- n. 4 pontili, denominati Alfa, Beta, Gamma e Delta, di cui l'Alfa è temporaneamente fuori servizio, ciascuno dotato di n. 2 accosti per petroliere;
- n. 1 pontile, denominato "Banchina occidentale", dotato di n. 2 accosti per navi chimichiere;
- fossa collettori ove sono alloggiato le tubazioni;
- n. 3 serbatoi adibiti allo stoccaggio di miscela disomogenea di prodotti omogenei;
- n. 7 serbatoi adibiti allo stoccaggio di acque da trattare e/o trattate;
- n. 1 pensilina di carico autocisterne;
- n. 1 impianto marino di recupero vapori a servizio del pontile Beta (VRU 1);
- n. 1 impianto marino di recupero vapori a servizio del pontile Gamma (VRU 2);
- impianto di trattamento acque;
- n. 1 distributore di carburante per uso interno;
- n. 1 impianto di bonifica estrazione idrocarburi;
- n. 1 centrale antincendio;
- n. 1 cabina elettrica;
- n. 2 palazzine (uffici, sale riunioni/conferenze, archivio, sala campioni);
- n. 1 fabbricato servizi (mensa, spogliatoi, magazzino);
- n. 1 control room;
- n. 1 area cantieri.

9.6.1.3 Informazioni relative alle sostanze movimentate comprese nell'Allegato I al D.L.vo 17.08.99, n. 334 e s.m.i.

Le sostanze movimentate nel terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A., suddivise in generale in prodotti petroliferi (greggio e prodotti finiti) e prodotti chimici, sono riportate in tabella T.9/4, con riferimento alla classificazione prevista dall'allegato I al D.L.vo 334/99 e s.m.i.

<i>Prodotti</i>	<i>Classificazione</i>
Petroliiferi	parte 1, Prodotti petroliferi
	parte 2, punto 7b – Liquidi facilmente infiammabili
	parte 2, punto 8 – Estremamente infiammabili
	parte 2, punto 9.i – Sostanze pericolose per l'ambiente
	parte 2, punto 9.ii – Sostanze pericolose per l'ambiente
Chimici	parte 1, Metanolo
	parte 2, punto 6 – Infiammabili
	parte 2, punto 7b – Liquidi facilmente infiammabili
	parte 2, punto 9.i – Sostanze pericolose per l'ambiente
	parte 2, punto 9.ii – Sostanze pericolose per l'ambiente

T.9/ 4

9.6.1.4 Fasi di attività in cui le sostanze intervengono e movimentazione delle stesse

Le attività svolte nel terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A. sono costituite dallo sbarco e dall'imbarco di prodotti petroliferi e chimici, trasferiti dalle navi ai depositi costieri situati al di fuori dell'area portuale (collegati mediante pipeline con i *rack* del terminal) in caso di sbarco e in senso inverso in caso di imbarco.

Fra le attività svolte dalla Porto Petroli di Genova S.p.A. non sono previsti né stoccaggio (fatta eccezione per l'*hold-up* di alcune tubazioni che non vengono spiazzate e il contenuto di miscela disomogenea di prodotti omogenei di alcuni serbatoi di servizio), né lavorazioni o trattamenti dei prodotti in transito.

La movimentazione dei prodotti avviene, tramite bracci di carico e tubazioni di vario diametro, a temperatura ambiente (ad eccezione dell'olio combustibile che può essere riscaldato fino al massimo a 60 °C per consentirne il pompaggio) ed alla pressione fornita dalle stazioni di pompaggio di bordo nave, con l'eventuale ausilio delle pompe di spinta installate presso le stazioni booster, nel caso di sbarco; mentre l'imbarco avviene alla pressione fornita dalle pompe dei depositi costieri.

La pressione alla quale vengono movimentati i prodotti oscilla tra 1 e 12 bar con rate che variano da 300 a 1.500 m³/h per i prodotti finiti e da 1.500 a 8.000 m³/h per il greggio, ma con medie di esercizio più prossime al limite inferiore degli intervalli indicati.

Nel terminal è inoltre presente una pensilina di carico per autocisterne costituita da un'unica corsia servita da manichetta di carico dal basso, che consente la caricazione di una sola autocisterna alla volta. In tale pensilina transita esclusivamente una miscela disomogenea di prodotti omogenei, proveniente dai serbatoi di servizio S10 e S11, alimentati a loro volta dal serbatoio S6.

9.6.1.5 Quantitativi movimentati e in stoccaggio

In tabella T.9/5 sono riportati i quantitativi di sostanze pericolose movimentati nel 2011.

<i>Prodotti</i>	<i>Movimentato [t]</i>
Petroliiferi	14.091.600
Chimici	243.300

T.9/ 5

Per quanto riguarda lo stoccaggio, premesso che:

- tutte le linee per prodotti petroliferi aventi diametro nominale inferiore o uguale a 10", a conclusione di ogni operazione di sbarco/imbarco, vengono spazzate con *pig* e acqua industriale (prodotti bianchi) o aria compressa (prodotti neri) e pertanto non trattengono al loro interno prodotto;
- tutte le linee per prodotti chimici, a conclusione di ogni operazione di sbarco/imbarco, vengono spazzate tramite *pig* e azoto e pertanto non trattengono al loro interno prodotto;
- le linee che rimangono invasate sono quelle relative principalmente a greggio e gasolio;

all'interno del terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A. la presenza di sostanze pericolose è limitata esclusivamente all'invaso delle linee non spazzate; fanno eccezione n. 3 serbatoi adibiti alla raccolta temporanea di una miscela disomogenea di prodotti omogenei (v. tabella T.9/6) ed una serie di piccoli contenitori di servizio (n. 4 cassoni da 1.5 m³ posti sui pontili Beta, Gamma e Delta; n. 2 serbatoi interrati da 6m³ in fossa collettori) per l'invio di tale miscela al serbatoio S6.

Serbatoio	Tipologia tetto	Capacità geometrica [m3]	Destinazione d'uso
S1	fisso	5.000	acque da trattare
S2	fisso	5.000	acque da trattare
S3	fisso	5.000	acqua trattata
S4	fisso	5.000	acque da trattare
S5	fisso	5.000	acque di prima pioggia
S6	galleggiante	5.000	miscela disomogenea prodotti omogenei
S8	fisso	2.400	acque industriali pulite
S9	fisso	2.400	acque industriali sporche
S10	galleggiante	600	miscela disomogenea prodotti omogenei
S11	galleggiante	600	miscela disomogenea prodotti omogenei
S16	fisso	120	residui oleosi

T.9/6

9.6.1.6 Incidenti individuati nell'analisi di rischio

Sulla base dell'attività svolta nel terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A. - rappresentata dalla movimentazione di prodotti, in assenza di trasformazioni e/o variazioni nelle condizioni di trasferimento e/o stoccaggio che possano dare origine a sostanze diverse da quelle movimentate - della bibliografia di settore e dell'analisi storica effettuata si ritiene che gli eventi incidentali generici ragionevolmente credibili possano essere principalmente ricondotti a:

- sversamenti;
- incendi;
- esplosioni.

9.6.1.7 Sequenze incidentali

Dall'analisi di rischio svolta per il terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A. emerge che gli eventi incidentali ragionevolmente credibili sono riconducibili a:

- rilasci di sostanze pericolose dovuti a perdite o rotture di componenti (tubazioni, valvole, flange, serbatoi, pompe, impianti di recupero vapore), a guasti ai sistemi di allarme o a errori umani;
- incendi dovuti a fenomeni esterni (fulminazioni) o errori operativi.

9.6.1.8 Probabilità di accadimento

I top event individuati dall'analisi di rischio della Porto Petroli di Genova S.p.A. e le relative frequenze attese di accadimento sono riportati in tabella T.9/7¹.

¹ Per i dettagli sul calcolo delle frequenze attese di accadimento si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

<i>n.</i>	<i>Top event</i>	<i>Frequenza [occ/anno]</i>
1	Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida in fossa collettori	2,0E-03
2	Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida lungo i pontili	3,2E-03
3	Presenza di prodotto in bacino di contenimento	3,1E-02
4	Presenza di prodotto nell'area di carico autobotti	1,2E-03
5	Presenza di prodotti chimici in fossa collettori	5,3E-04
6	Presenza di prodotti chimici lungo la banchina occidentale	4,5E-02
7	Incendio serbatoio a tetto galleggiante	7,4E-03
8	Presenza di prodotti petroliferi in fase vapore lungo i pontili (DSU)	4,0E-02
9	Presenza di prodotti petroliferi in fase vapore in area VRU	1,5E-03
10	Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida in area VRU	1,7E-03
11	Incendio adsorbitore	5,3E-03
12	Presenza di prodotto in bacino di contenimento di V01 (area trattamento)	4,8E-02
13	Fuoriuscita di prodotto da tubazioni in area trattamento acque	4,6E-04
14	Fuoriuscita di prodotto da pompe P2A/P2R (area trattamento)	2,0E-04
15	Presenza di prodotti chimici in area manifold Superba	3,5E-06

T.9/7

9.6.1.9 Tipologia scenari incidentali previsti (irraggiamento, sovrappressioni, rilasci di sostanze tossiche o nocive, situazioni di inquinamento grave)

A partire dai top event individuati - mediante la metodologia dell'albero degli eventi e sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze pericolose coinvolte e delle condizioni in cui sono movimentate nel terminal - sono stati individuati gli scenari incidentali ad essi associati indicati nelle tabelle T.9/8a e T.9/8b con le relative frequenze attese di accadimento.

<i>Top Event</i>	<i>Frequenza T.E. [occ/anno]</i>	<i>Scenario incidentale</i>	<i>Frequenza S.I. [occ/anno]</i>
Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida in fossa collettori	2,0E-03	Pool fire	3,7E-04
		Flash fire	1,4E-05
		UVCE	2,1E-06
Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida lungo i pontili	3,2E-03	Pool fire	2,2E-04
		Flash fire	2,6E-06
		UVCE	2,1E-06
Presenza di prodotto in bacino di contenimento	3,1E-02	Pool fire	1,2E-03
		Flash fire	9,2E-08
		UVCE	4,6E-05
Presenza di prodotto nell'area carico autobotti	1,2E-03	Pool fire	4,7E-05
		Flash fire	3,2E-07
		UVCE	3,9E-08
Presenza di prodotti chimici in fossa collettori	5,3E-04	Pool fire	3,6E-05
		Flash fire	4,8E-07
		UVCE	1,3E-07
		Dispersione	4,9E-04

T.9/8a

<i>Top Event</i>	<i>Frequenza T.E. [occ/anno]</i>	<i>Scenario incidentale</i>	<i>Frequenza S.I. [occ/anno]</i>
Presenza di prodotti chimici lungo la banchina occidentale	4,5E-02	Pool fire	2,9E-03
		Flash fire	1,2E-05
		UVCE	1,5E-04
		Dispersione	4,2E-02
Incendio serbatoio a tetto galleggiante	7,4E-03	Tank fire	7,4E-03
Presenza di prodotti petroliferi in fase vapore lungo il pontile Beta (DSU)	2,0E-02	Jet fire	2,0E-04
		Flash fire	2,0E-05
Presenza di prodotti petroliferi in fase vapore lungo il pontile Gamma (DSU)	2,0E-02	Jet fire	1,4E-03
		Flash fire / UVCE	1,9E-05
Presenza di prodotti petroliferi in fase vapore in area VRU 1	7,8E-04	Jet fire	7,8E-06
		Flash fire	7,7E-07
Presenza di prodotti petroliferi in fase vapore in area VRU 2	7,3E-04	Jet fire	7,3E-06
		Flash fire / UVCE	7,2E-07
Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida in area VRU 1	8,6E-04	Pool fire	4,3E-05
		Flash fire / UVCE	8,2E-07
Presenza di prodotti petroliferi in fase liquida in area VRU 2	8,1E-04	Pool fire	4,1E-05
		Flash fire / UVCE	7,7E-07
Incendio adsorbitore	5,3E-03	Tank fire	5,3E-03
Presenza di prodotto bacino V01 (area trattamento)	4,8E-02	Pool fire	4,8E-04
Fuoriuscita di prodotto da tubazioni in area trattamento acque	4,6E-04	Pool fire	4,6E-06
		Flash fire / UVCE	4,6E-06
Fuoriuscita di prodotto da pompe P2A/P2R (area trattamento)	2,0E-04	Pool fire	2,0E-06
		Flash fire / UVCE	2,0E-06
Presenza di prodotti chimici in area manifold Superba	3,5E-06	Pool fire	1,7E-07
		Flash fire / UVCE	1,3E-08
		Dispersione tossica	1,5E-06

T.9/ 8b**9.6.1.10 Raggi di danno**

Nell'analisi di rischio del terminal petrolifero della Porto Petroli di Genova S.p.A. la stima delle conseguenze degli scenari incidentali identifica aree di danno concentriche rispetto al luogo in cui si verifica l'incidente, nelle quali sono da attendersi effetti progressivamente decrescenti al crescere della distanza, secondo le soglie di riferimento di cui all'allegato al D.M.LL.PP. 09.05.2001.

Per quanto riguarda gli aspetti di inquinamento ambientale - in assenza di limiti di soglia normativi - sono state individuate le aree potenzialmente interessate da eventuali spandimenti di prodotto, fermo restando che tutte le aree operative del terminal sono dotate di pavimentazioni in cemento opportunamente cordolate, pertanto - fatta eccezione per i possibili rilasci lungo i pontili - il prodotto eventualmente sversato permane in luogo confinato.

Le conseguenze degli scenari incidentali individuati sono state calcolate mediante l'utilizzo del programmi di calcolo Effects di TNO e STAR di ARTES², in cui, come sostanze chiave coinvolte, sono state considerate benzina, esano e metanolo, in quanto rappresentative di gruppi omogenei di prodotti rispettivamente caratterizzati da elevata infiammabilità e/o tossicità.

² Per i dettagli sulla valutazione delle conseguenze si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

In tabella T.9/9 sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate per gli scenari di radiazione termica stazionaria³ e per gli scenari di rilascio tossico.

SCENARIO	Sostanza	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Pool Fire fossa collettori (pensilina ATB)	benzina	22	37	47	64
Pool Fire fossa collettori (pontile alfa)	benzina	25	40	51	69
Pool Fire fossa collettori (palazzina uffici)	benzina	44	74	94	128
Pool Fire fossa collettori (pontile delta)	benzina	36	61	77	105
Pool Fire fossa collettori (rack prodotti finiti)	benzina	33	56	70	96
Pool Fire fossa collettori (calata alfa-beta)	benzina	32	54	69	94
Pool Fire bacino serbatoio S6	benzina	38	64	82	112
Pool Fire bacino serbatoi S10/S11	benzina	15	24	30	40
Pool Fire sulla superficie del mare	benzina	23	42	56	79
Pool Fire pensilina carico ATB	benzina	14	25	32	45
Tank Fire serbatoio S6	benzina	-	14	18	25
Tank Fire serbatoi S10/S11	benzina	-	7,5	10	14
Pool Fire fossa collettori (Banchina Occidentale)	esano	17	27	34	47
Pool Fire fossa collettori (pontile alfa)	esano	19	30	38	51
Pool Fire fossa collettori (calata alfa-beta)	esano	17	27	35	49
Pool Fire sulla superficie del mare	esano	17	27	35	49
Jet fire pontile Beta	benzina	21	23	25	27
Jet fire pontile Gamma	benzina	36	40	42	45
Jet fire area VRU 1	benzina	15	16	17	18
Jet fire area VRU 2	benzina	18	19	20	22
Pool fire area VRU 1	benzina	25	32	35	42
Pool fire area VRU 2	benzina	24	30	34	40
Tank fire area VRU 1	benzina	3	5	6	8
Tank fire area VRU 2	benzina	4	6	7	10
Pool Fire bacino serbatoio V01 (area trattamento)	benzina	15	18	20	23
Pool Fire flottatori (area trattamento)	benzina	21	26	29	34
Pool Fire area manifold Superba	esano	17	27	35	49
		LC50	IDLH		
Dispersione vapori tossici	metanolo	-	9		

T.9/9

Si evidenzia che per quanto riguarda l'area di trattamento acque sono stati riportati i risultati degli scenari incidentali con effetti più significativi in termini di raggi di danno.

Per la rappresentazione grafica delle aree di danno si rimanda e tavole elencate al § 9.9.

³ Come noto, nel caso specifico - sulla base delle sostanze pericolose in questione e dei quantitativi che risultano poter essere coinvolti in caso di incidente - è sempre ipotizzabile la presenza di uno scenario di radiazione termica stazionaria con effetti significativi, mentre gli altri scenari risultano avere effetti paragonabili o inferiori.

9.6.1.11 Sicurezza nell'area

9.6.1.11.1 Sistemi fissi di sicurezza

L'impianto antincendio del terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A. è dotato di riserva idrica virtualmente inesauribile (acqua di mare) ed è costituito da una centrale collocata all'ingresso del terminal, da un bunker per ogni pontile, da monitori, idranti, versatori, un sentiero freddo per ogni pontile, ecc.

La Centrale antincendio (C.A.I.) è costituita da:

- n. 2 elettropompe di pressurizzazione rete antincendio;
- n. 2 elettropompe per alimentazione idranti;
- n. 2 motopompe di primo intervento;
- n. 3 elettropompe di riserva;
- n. 1 motopompa per liquido schiumogeno Film forming;
- n. 1 motopompa per liquido schiumogeno Universale;
- n. 1 motopompa di rispetto per liquido schiumogeno;
- n.1 gruppo elettrogeno di emergenza con motore diesel, ad avviamento automatico.

Alla radice di ogni pontile, ubicata in apposito fabbricato, è operativa una stazione di pompaggio in grado di inviare acqua di mare sia direttamente al pontile stesso che all'intera rete antincendio. Tali stazioni di pompaggio sono costituite da:

- n. 1 motopompa a protezione della Banchina Occidentale e del pontile Alfa;
- n. 1 motopompa a protezione del pontile Beta;
- n. 1 motopompa a protezione del pontile Gamma;
- n. 2 motopompe a protezione del pontile Delta.

Nell'ambito del porto petroli sono inoltre presenti i seguenti attacchi con i quali è possibile alimentare l'impianto dall'esterno (p.e. motobarche e motopompe VV.F.):

- Banchina Occidentale: n. 2 attacchi UNI 125 (1 in radice e 1 in testata);
- Pontile Alfa: n. 2 attacchi UNI 125 (1 in radice e 1 in testata);
- Pontile Beta: n. 2 attacchi UNI 125 (1 in radice e 1 in testata);
- Pontile Gamma: n. 2 attacchi UNI 125 (1 in radice e 1 in testata);
- Pontile Delta: n. 2 attacchi UNI 125 (1 in radice e 1 in testata);
- Fossa collettori, area pensilina di carico, serbatoi trattamento acque e MDPO, serbatoi acque industriali, serbatoi MDPO, calate: n. 8 attacchi UNI 70.

Gli idranti acqua-schiuma e i monitori installati presso la fossa collettori, le calate e la zona di caricazione autocisterne sono alimentati direttamente dalla dorsale da 8" tramite stacchi da 2" e 3".

Alla radice dei pontili Alfa e Beta e della Banchina Occidentale, la linea di alimentazione si divide in ulteriori due linee da 6" (una a levante e una a ponente).

Tutte le linee, dotate di valvole di ritegno che autoescludono quella eventualmente danneggiata, alimentano i monitori e i versatori di schiuma, mentre gli idranti acqua/schiuma vengono alimentati da un'unica linea.

Lungo il prospetto nord della C.A.I. sono collocati n. 7 serbatoi (TK1, TK2, TK3, TK4, TK5, TK6, TK7) ciascuno di capacità geometrica pari a 50 m³ contenenti rispettivamente:

- TK1-TK2-TK3 liquido schiumogeno universale impiegato unicamente sulla Banchina Occidentale;
- TK4-TK5-TK6-TK7 liquido schiumogeno film forming impiegato nella rimanente parte del terminal.

Il terminal è dotato di monitori telecomandati e manuali, collegati alle reti acqua e liquido schiumogeno, posizionati in numero variabile in relazione alle dimensioni della struttura da proteggere:

- Banchina Occidentale: n. 6 monitori telecomandati;
- Pontile Alfa: n. 5 monitori telecomandati;
- Pontile Beta: n. 6 monitori telecomandati;

- Pontile Gamma: n. 9 monitori telecomandati;
- Pontile Delta: n. 10 monitori telecomandati;
- Fossa collettori, area pensilina di carico, serbatoi trattamento acque e MDPO, serbatoi acque industriali, serbatoi MDPO, impianti marini di trattamento acque, calate: n. 24 monitori manual.

Ogni monitore fornisce una portata di acqua o miscela schiumogena pari a 3000 l/min, alla pressione nominale di 10 bar, con un raggio di azione di circa 50 m se trattasi di miscela schiumogena e di 60 m se trattasi di acqua e può essere azionato a distanza (da appositi bunker a prova di esplosione ubicati alla radice di ogni pontile) nelle sue funzioni di puntamento e di alimentazione con acqua o miscela schiumogena.

Lungo i pontili e la Banchina Occidentale sono dislocati versatori di schiuma, con erogazione diretta sullo specchio d'acqua compreso tra la nave e la banchina o il pontile, azionabili:

- automaticamente tramite i sensori di temperatura installati lungo i bordi verticali della banchina e dei pontili;
- per telecomando elettrico dagli appositi bunker a prova di esplosione ubicati alla radice di ogni pontile;
- localmente tramite quadri di comando locali, in esecuzione Ex-d, dotati di pulsanti di comando valvole.

I pontili e la banchina sono protetti da:

- Banchina Occidentale: n. 9 versatori;
- Pontile Alfa: n. 20 versatori;
- Pontile Beta: n. 32 versatori;
- Pontile Gamma: n. 32 versatori;
- Pontile Delta: n. 32 versatori.

Il parco serbatoi è dotato dei seguenti sistemi di spegnimento a schiuma:

- serbatoi S1-S2-S3-S4-S5-S8-S9 (tetto fisso) versatori interni;
- serbatoi S6-S10-S11 (tetto galleggiante) versatori in corrispondenza delle tenute dei tetti.

Nell'area del porto petroli sono presenti i seguenti idranti acqua/schiuma (dotati di n. 3 attacchi UNI 70, miscelatore acqua-liquido schiumogeno a portata variabile e miscelazione costante, dispositivo di controllo e valvole ausiliarie):

- Banchina Occidentale: n. 6 idranti;
- Pontile Alfa: n. 6 idranti;
- Pontile Beta: n. 10 idranti;
- Pontile Gamma: n. 10 idranti;
- Pontile Delta: n. 10 idranti;
- Fossa collettori, area pensilina di carico, serbatoi ex zavorra e MDPO, serbatoi acque industriali, serbatoi MDPO, calate: n. 8 idranti;

Per quanto riguarda gli impianti di raffreddamento:

- ogni pontile dispone di:
 - n. 4 pali (n. 2 a levante e n. 2 a ponente) dotati di ugelli per il raffreddamento dei bracci di carico;
 - n. 1 sentiero freddo realizzato tramite n. 2 tubazioni disposte a levante e ponente della via di fuga dal pontile, dotate di ugelli in grado di creare una barriera d'acqua.
- la banchina occidentale è dotata di:
 - n. 4 pali (n. 2 presso l'Accosto 2 e n. 2 presso l'Accosto 3) dotati di ugelli per il raffreddamento dei bracci di carico;
 - n. 1 sentiero freddo realizzato tramite n. 1 tubazione disposta a levante della via di fuga, dotata di ugelli in grado di creare una barriera d'acqua.

- i serbatoi S1-S2-S3-S4-S5-S6-S8-S9-S10-S11 sono dotati di impianto di raffreddamento ad acqua del mantello;
- entrambi gli impianti marini di recupero vapori (denominati VRU 1 e VRU 2) dispongono di impianti di raffreddamento ad acqua del mantello, sia per i filtri adsorbitori che per le colonne di adsorbimento.

Il terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A. è dotato di impianti di telecomando e controllo adibiti al comando degli impianti antincendio della banchina occidentale e dei pontili Alfa, Beta, Gamma e Delta, in particolare:

- dei monitori acqua/schiuma;
- dei versatori di schiuma;
- del raffreddamento dei bracci di carico;
- della creazione del sentiero freddo.

Ai fini della sicurezza delle navi cisterna - quando presenti agli ormeggi interni del terminal petrolifero - è garantita la presenza di un rimorchiatore antincendio dotato dei seguenti sistemi antincendio:

- pompe aventi portata complessiva di 1.200 t/h;
- n. 2 spingarde alimentate dalle suddette pompe;
- attrezzature per erogazione schiuma con portata di 12 - 13 m³/h e gittata di 60 m;
- serbatoi di capacità pari a circa 5.000 litri di liquido disperdente di tipo approvato dal Ministero dei Trasporti e della Navigazione;
- corredo di tubi e manichette.

9.6.1.11.2 Gestione dell'emergenza

Il terminal petrolifero della Porto Petroli di Genova S.p.A. è dotato di piano di emergenza (Dispositivo di Emergenza) redatto secondo quanto previsto dal Regolamento di Polizia Portuale e Sicurezza del porto petroli emesso con Ordinanza n. 253/97; il Dispositivo di Emergenza descrive tutti gli impianti antincendio posti a protezione dell'area in concessione alla Porto Petroli di Genova S.p.A., le modalità di funzionamento ed i compiti del personale addetto al loro impiego, la definizione degli stati di allarme e di emergenza e il piano di evacuazione dell'area; stabilisce inoltre il flusso delle comunicazioni e definisce le modalità per la chiamata ai servizi di soccorso (Vigili del Fuoco, Soccorso sanitario, ecc.).

Presso il porto petroli di Genova-Multedo è attualmente attivo un Servizio Antincendio con presidio del terminal h24/24.

La Porto Petroli di Genova S.p.A. ha affidato il servizio antinquinamento a Società esterna specializzata nel settore.

9.6.2 ENI R&M S.P.A.

Le informazioni contenute nel presente paragrafo derivano dagli Elementi e Informazioni di cui all'art. 4, comma 2, del D.M. 293/01, trasmessi da ENI R&M S.p.A. all'Autorità Portuale di Genova nel gennaio 2014.

9.6.2.1 Denominazione

Ragione sociale: ENI S.p.A. - Divisione Refining & Marketing
Indirizzo: Via Ronchi 2 – porto petroli di Genova-Multedo
Città: Genova
Provincia: Genova
C.A.P.: 16155
Coordinate: 44°25'31" N 8°49'39" E

9.6.2.2 Descrizione

L'area manifold ENI R&M S.p.A. – ubicata all'interno del porto petroli di Genova-Multedo, tra il fabbricato adibito a centrale antincendio del porto petroli e la linea ferroviaria Genova-Ventimiglia, all'altezza della banchina occidentale e del pontile Alfa – sorge su un'area opportunamente recintata di circa 5.600 m².

In sintesi, l'area manifold ENI R&M S.p.A. è costituita essenzialmente da:

- una pista tubi di lunghezza pari a circa 60 m, su cui insistono n. 4 tubazioni da 30";
- una cameretta in cui trovano alloggio n. 4 valvole motorizzate da 30";
- un serbatoio interrato da 12 m³ adibito alla raccolta temporanea degli slop;
- un locale quadri e UPS, dotato di telefono, per l'alimentazione delle utenze attive dell'area;
- una vasca di raccolta acque di falda derivata dalle operazioni di messa in sicurezza operativa dell'area ai sensi D. L.vo 152/06 e s.m.i.;
- ex palazzina uffici;
- ex aree operative, completamente dismesse.

L'area manifold non è normalmente presidiata e l'accesso è consentito esclusivamente al personale ENI R&M S.p.A. Il personale operativo del deposito di Genova-Pegli effettua per ogni turno, un sopralluogo presso il sito atto a verificare le condizioni di normale funzionalità e sicurezza degli impianti e a segnalare le eventuali situazioni di attenzione quali ad esempio, trafilemanti e/o perdite di prodotto dagli accoppiamenti flangiati, integrità delle strutture e dei sistemi di protezione, funzionalità degli apparati elettrici, di telecomunicazione e di monitoraggio dell'ambiente.

9.6.2.3 Informazioni relative alle sostanze movimentate comprese nell'Allegato I al D.L.vo 17.08.99, n. 334 e s.m.i.

Le sostanze pericolose che generalmente transitano nell'area manifold, con riferimento alla classificazione prevista dall'allegato I al D.L.vo 334/99 e s.m.i., sono elencate in tabella T.9/10.

Sostanza	Classificazione
Gasolio	parte 1, Prodotti petroliferi
Cherosene	parte 1, Prodotti petroliferi
Greggio classificato estremamente infiammabile	parte 2, punto 8 – Estremamente infiammabili
	parte 2, punto 9.ii – Sostanze pericolose per l'ambiente
Greggio classificato facilmente infiammabile	parte 2, punto 7b – Liquidi facilmente infiammabili
	parte 2, punto 9.ii – Sostanze pericolose per l'ambiente
Olio combustibile	parte 1, Prodotti petroliferi

T.9/ 10

9.6.2.4 Fasi di attività in cui le sostanze intervengono e movimentazione delle stesse

L'attività svolta nell'area manifold è costituita unicamente dal trasferimento di prodotti petroliferi liquidi, tramite oleodotti, dal porto petroli di Genova-Multedo al deposito di Genova-Pegli. Tra le attività svolte non sono previsti né stoccaggio né lavorazione o trattamento dei prodotti in transito.

Nell'area manifold non si effettuano operazioni di carico/scarico automezzi o carri ferroviari.

I prodotti vengono movimentati alla pressione fornita dalle pompe di bordo nave, fino all'area denominata anfiteatro in località Fondega Sud. La pressione massima alla quale vengono movimentati i prodotti è pari a circa 12 bar, con rate di pompaggio di circa 6.000 m³/h.

Le sostanze in transito non manifestano comportamenti chimico-fisici pericolosi alle condizioni di pressione e temperatura alle quali vengono movimentate e che non presentano incompatibilità reciproca.

9.6.2.5 Quantitativi movimentati e in stoccaggio

La quantità media di sostanze pericolose movimentate attraverso l'area manifold, costituita prevalentemente da petrolio greggio, risulta – sulla base dei dati degli anni 2010 e 2011 – pari a circa 12.500.000 t/anno.

Per quanto riguarda lo stoccaggio, all'interno dell'area manifold la presenza di sostanze pericolose è limitata esclusivamente:

- all'invaso delle linee;
- all'eventuale contenuto del serbatoio interrato da 12 m³ per raccolta temporanea slop.

9.6.2.6 Incidenti individuati nell'analisi di rischio

Sulla base dell'attività svolta nell'area manifold di ENI R&M S.p.A. - rappresentata unicamente dal trasferimento di prodotti, in assenza di trasformazioni e/o variazioni nelle condizioni di trasferimento che possano dare origine a sostanze diverse da quelle movimentate - delle sostanze coinvolte e dell'analisi storica degli incidenti occorsi in impianti simili, gli incidenti generici ragionevolmente credibili risultano:

- rilasci;
- incendi.

9.6.2.7 Sequenze incidentali

Dall'analisi di rischio svolta per l'area manifold di ENI R&M S.p.A. emerge che gli eventi incidentali ragionevolmente credibili sono riconducibili a:

- rilasci di sostanze pericolose dovuti a perdite o rotture di componenti (tubazioni, valvole, flange).

9.6.2.8 Probabilità di accadimento

I top event individuati dall'analisi di rischio della ENI R&M S.p.A. e le relative frequenze attese di accadimento sono riportati in tabella T.9/11⁴.

n.	INCIDENTE	Frequenza [occ/anno]
1	Fuoriuscita di prodotto nella cameretta	7,2E-05
2	Fuoriuscita di prodotto nella pista tubi	8,5E-05

T.9/ 11

9.6.2.9 Tipologia scenari incidentali previsti (irraggiamento, sovrappressioni, rilasci di sostanze tossiche o nocive, situazioni di inquinamento grave)

A partire dai top event individuati - mediante la metodologia dell'albero degli eventi e sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze pericolose coinvolte e delle condizioni in cui sono movimentate nell'area manifold - sono stati individuati gli scenari incidentali ad essi associati indicati in tabella T.9/12 con le relative frequenze attese di accadimento.

⁴ Per i dettagli sul calcolo delle frequenze attese di accadimento si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

<i>Incidente</i>	<i>Frequenza I. [occ/anno]</i>	<i>Scenario incidentale</i>	<i>Frequenza S.I. [occ/anno]</i>
Fuoriuscita di prodotto in cameretta	7,2E-05	Pool fire	3,9E-06
		Flash fire/UVCE	1,4E-09
		Dispersione	6,8E-05
Fuoriuscita di prodotto in pista tubi	8,5E-05	Pool fire	4,6E-06
		Flash fire/UVCE	1,6E-09
		Dispersione	8,0E-05

T.9/ 12

9.6.2.10 Raggi di danno

Nell'analisi di rischio dell'area manifold ENI R&M S.p.A. la stima delle conseguenze degli scenari incidentali identifica aree di danno concentriche rispetto al luogo in cui si verifica l'incidente, nelle quali sono da attendersi effetti progressivamente decrescenti al crescere della distanza, secondo le soglie di riferimento di cui all'allegato al D.M.LL.PP. 09.05.2001.

Per quanto riguarda gli aspetti di inquinamento ambientale - in assenza di limiti di soglia normativi - sono state individuate le aree potenzialmente interessate da eventuali spandimenti di prodotto, fermo restando che tutte le aree operative del manifold sono dotate di pavimentazioni in cemento opportunamente cordolate, pertanto il prodotto eventualmente sversato permane in luogo confinato.

Le conseguenze degli scenari incidentali individuati sono state calcolate mediante l'utilizzo del programma di calcolo Effects di TNO⁵, in cui, come sostanza chiave coinvolta, è stata considerata la benzina. In tale assunzione conservativa risultano ricomprese le conseguenze degli scenari incidentali in cui potrebbero essere coinvolte tutte le sostanze movimentate all'interno dell'area.

In tabella T.9/13 sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate per gli scenari di radiazione termica stazionaria individuati per l'area manifold.

SCENARIO	Raggi di danno [m]			
	elevata letalità 12,5 kW/m ²	inizio letalità 7 kW/m ²	lesioni irreversibili 5 kW/m ²	lesioni reversibili 3 kW/m ²
Pool fire cameretta	12	14	16	18
Pool fire pista tubi	10	12	13	15

T.9/ 13

Per la rappresentazione grafica delle aree di danno si rimanda e tavole elencate al § 9.9.

9.6.2.11 Sicurezza nell'area

9.6.2.11.1 Sistemi fissi di sicurezza

Le misure di tipo tecnico implementate da ENI R&M S.p.A. per la riduzione del rischio nell'area manifold sono:

- n. 2 rilevatori di gas infiammabili installati all'interno della cameretta valvole oleodotti, posizionati al di sotto del piano di calpestio in grigliato;
- divisione della cameretta valvole oleodotti in due parti tramite setto, per limitare la superficie di un eventuale spandimento;
- n. 6 rilevatori di gas infiammabili installati nell'area esterna ex pompe booster (pista tubi);

⁵ Per i dettagli sulla valutazione delle conseguenze si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

- n. 2 rilevatori di incendio del tipo ad infrarossi installati all'interno della cameretta valvole oleodotti, posizionati al di sopra del piano di calpestio in grigliato;
- n. 3 pulsanti manuali di allarme incendio;
- n. 1 gruppo lampada per la segnalazione locale di allarme ed n. 1 avvisatore acustico;
- n. 4 telecamere a circuito chiuso (n. 1 di tipo *speed dome* panoramica dell'area esterna, n. 2 di tipo fisso all'interno della cameretta valvole oleodotti e n. 1 per il monitoraggio dell'ex area IP);
- copriflange del tipo *spray control* o *spray protection* su tutti gli accoppiamenti flangiati con diametro superiore a 6";
- n. 1 monitore manuale acqua/schiuma da 1.000 l/min autoaspirante con dotazione di n. 2 fusti da 200 l di liquido schiumogeno tipo fluoroproteico collegato attraverso manichetta alla rete antincendio;
- n. 1 premescolatore schiuma a spostamento di liquido da 2500 l a servizio dei monitori telecomandati e dell'impianto fisso a protezione della cameretta valvole oleodotti;
- n. 2 monitori acqua/schiuma da 2.000 l/min auto-brandeggiabili direzionati sull'area esterna ex pompe booster (pista tubi), telecomandati e azionabili dalla sala controllo Deposito di Genova Pegli;
- n. 1 impianto fisso con ugelli schiuma media espansione a protezione della cameretta valvole oleodotti, costituito da n. 8 ugelli da 80 l/min, telecomandato e azionabile dalla sala controllo Deposito di Genova Pegli.
- n. 7 idranti a presa multipla UNI 70, alimentati dall'acquedotto o dalla stazione di pompaggio acqua mare della Porto Petroli di Genova S.p.A. alla pressione di 8 bar.

9.6.2.11.2 Gestione dell'emergenza

L'area manifold ENI R&M S.p.A. è dotata di procedura di emergenza dedicata (parte integrante del piano di emergenza del deposito di Genova-Pegli), armonizzata con le disposizioni contenute nel Dispositivo di Emergenza del Porto Petroli di Genova S.p.A.

I principali contenuti della procedura di emergenza dell'area manifold sono:

- descrizione del sito e dall'attività svolte;
- definizione dei rischi e dei probabili eventi e scenari incidentali che possono occorrere all'interno del sito;
- identificazione e classificazione delle emergenze correlate ai rischi presenti;
- gestione delle comunicazioni e interazione con il personale incaricato della gestione delle emergenze della Porto Petroli di Genova S.p.A.;
- ruoli, compiti e responsabilità delle figure che formano la struttura organizzativa incaricata della gestione dell'emergenza;
- descrizione e modalità di utilizzo dei sistemi di sorveglianza, prevenzione, monitoraggio e controllo, organizzative e di protezione attiva antincendio di primo intervento utilizzabili in caso di evento incidentale.

9.6.3 **SIGEMI S.r.l.**

Le informazioni contenute nel presente paragrafo derivano dagli Elementi e Informazioni di cui all'art. 4, comma 2, del D.M. 293/01, trasmessi dalla Sigemi S.r.l. all'Autorità Portuale di Genova nel 2013.

9.6.3.1 **Denominazione**

Ragione sociale: Sigemi S.r.l.
Sede sociale: via V. Pisani 16
Città: Milano MI
C.A.P.: 20124

ed è ubicata in:

Indirizzo: Via Ronchi - Porto Petroli di Genova-Multedo
Città: Genova GE

C.A.P.: 16155
Telefono: +39 0106986494/7454
Coordinate:
 Latitudine: 44°25'01"
 Longitudine: 8°49'07"

9.6.3.2 Descrizione

La stazione booster, ubicata tra la fossa collettori e la linea ferroviaria Genova-Ventimiglia all'altezza del pontile Beta, sorge su un'area opportunamente recintata di circa 3.100 m², data direttamente in concessione alla Sigemi S.r.l., ed è essenzialmente composta da:

- palazzina uffici;
- cabina elettrica di trasformazione e distribuzione (con annesso gruppo elettrogeno per la produzione di energia elettrica in caso di emergenza);
- sala pompe costituita da n. 4 pompe per invio prodotto;
- fossa collettori;
- n. 2 oleodotti da 10" per la movimentazione prodotti petroliferi da/verso il deposito di San Quirico;
- n. 1 oleodotto da 16" per la movimentazione prodotti petroliferi da/verso il deposito di San Quirico;
- n. 1 oleodotto da 20" fuori esercizio;
- fossa trappola;
- impianto trattamento acque reflue;
- n. 1 serbatoio da 26 m³ dedicato a *slop*;
- n. 1 serbatoio da 26 m³ per scarico valvole di sicurezza;
- n. 3 pompe per il trasferimento *slop*.

9.6.3.3 Informazioni relative alle sostanze movimentate comprese nell'Allegato I al D.L.vo 17.08.99, n. 334 e s.m.i.

Le sostanze movimentate (sbarcate o imbarcate) dalla Sigemi S.r.l. tramite la stazione booster sono riportate in tabella T.9/14, con il riferimento alla classificazione ai sensi dell'Allegato I al D.L.vo 334/99 e s.m.i.

Sostanza	Classificazione
Gasolio	parte 1, Prodotti petroliferi
Virgin nafta	parte 1, Prodotti petroliferi
Benzina	parte 1, Prodotti petroliferi
L.C.N.	parte 1, Prodotti petroliferi

T.9/ 14

9.6.3.4 Fasi di attività in cui le sostanze intervengono e movimentazione delle stesse

L'attività svolta nella stazione booster della Sigemi S.r.l. è rappresentata da sbarco e imbarco di prodotti petroliferi liquidi, dalle navi ormeggiate al porto petroli di Genova-Multedo al deposito di Genova-San Quirico e, in misura minore, in senso inverso.

Non sono previsti né stoccaggio (fatta eccezione per l'*hold-up* delle tubazioni) né lavorazione o trattamento dei prodotti in transito.

Lo sbarco dal vettore navale avviene mediante le pompe in dotazione alla nave fino alla stazione booster, da qui il prodotto viene rilanciato tramite le pompe al deposito di San Quirico; l'imbarco avviene invece alla pressione fornita dalle pompe del deposito di Genova-San Quirico ed Arquata Scrivia.

La pressione alla quale vengono movimentati i prodotti oscilla tra 26 e 32 bar con una rata di pompaggio media pari a circa 360 m³/h in caso di imbarco e compresa tra 400 e 1.000 m³/h nel caso di sbarco.

9.6.3.5 Quantitativi movimentati e in stoccaggio

In tabella T.9/15 sono riportati i quantitativi di sostanze pericolose movimentati nel 2011.

Sostanza	Movimentato [t]
Prodotti petroliferi	2.127.800

T.9/ 15

Per quanto riguarda lo stoccaggio, all'interno della stazione booster la presenza di sostanze pericolose è limitata esclusivamente all'invaso delle linee, fatta eccezione per:

- n. 2 serbatoi cilindrici fuori terra (denominati S1 e S2), ad asse verticale e tetto fisso, ognuno di capacità geometrica pari a 26 m³, adibiti rispettivamente allo scarico delle valvole di sicurezza e alla raccolta temporanea degli *slop*.

9.6.3.6 Incidenti individuati nell'analisi di rischio

Sulla base dell'attività svolta nella stazione booster della Sigemi S.r.l., delle sostanze presenti e dell'analisi storica degli incidenti occorsi in impianti simili, gli eventi incidentali generici ritenuti ragionevolmente credibili sono:

- sversamenti;
- incendi;
- esplosioni.

9.6.3.7 Sequenze incidentali

Dall'analisi di rischio svolta per la stazione booster della Sigemi S.r.l. emerge che gli eventi incidentali ragionevolmente credibili sono riconducibili a:

- rilasci di sostanze pericolose dovuti a perdite o rotture di componenti (tubazioni, valvole, flange, pompe).

9.6.3.8 Probabilità di accadimento

I top event individuati dall'analisi di rischio della Sigemi S.r.l. e le relative frequenze attese di accadimento sono riportati in tabella T.9/16.

Top Event	Frequenza [occ/anno]
Fuoriuscita di benzina in fossa collettori	1,4E-05
Fuoriuscita di gasolio in fossa collettori	6,3E-05
Fuoriuscita di prodotto in sala pompe	2,9E-05

T.9/ 16

Per i dettagli sul calcolo delle frequenze attese di accadimento si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

9.6.3.9 Tipologia scenari incidentali previsti (irraggiamento, sovrappressioni, rilasci di sostanze tossiche o nocive, situazioni di inquinamento grave)

A partire dai top event individuati - mediante la metodologia dell'albero degli eventi e sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze pericolose coinvolte e delle condizioni in cui sono movimentate nella stazione booster - sono stati individuati gli scenari incidentali ad essi associati indicati in tabella T.9/17 con le relative frequenze attese di accadimento al fine di stimarne le potenziali conseguenze sulla sicurezza delle persone, sull'ambiente e sull'integrità delle strutture.

<i>Top Event</i>	<i>Frequenza T.E. [occ/anno]</i>	<i>Scenario incidentale</i>	<i>Frequenza S.I. [occ/anno]</i>
Fuoriuscita di prodotto in fossa collettori/sala pompe	1,06E-04	Pool fire	3,6E-06
		Flash fire/UVCE	2,6E-07
		Dispersione	1,02E-04

T.9/ 17**9.6.3.10 Raggi di danno**

Nell'analisi di rischio della stazione booster della Sigemi S.r.l. la stima delle conseguenze degli scenari incidentali identifica aree di danno concentriche rispetto al luogo in cui si verifica l'incidente, nelle quali sono da attendersi effetti progressivamente decrescenti al crescere della distanza, secondo le soglie di riferimento di cui all'allegato al D.M.LL.PP. 09.05.2001.

Per quanto riguarda gli aspetti di inquinamento ambientale - in assenza di limiti di soglia normativi - sono state individuate le aree potenzialmente interessate da eventuali spandimenti di prodotto, fermo restando che tutte le aree operative della stazione booster sono dotate di pavimentazioni in cemento opportunamente cordolate, pertanto il prodotto eventualmente sversato permane in luogo confinato.

Le conseguenze degli scenari incidentali individuati sono state calcolate mediante l'utilizzo del programma di calcolo Effects di TNO⁶, in cui, come sostanza chiave coinvolta, è stata considerata la benzina. In tale assunzione conservativa risultano ricomprese le conseguenze degli scenari incidentali in cui potrebbero essere coinvolte tutte le sostanze movimentate all'interno dell'area.

In tabella T.9/18 sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate per gli scenari di radiazione termica stazionaria individuati per la stazione booster.

<i>SCENARIO</i>	<i>Area</i>	<i>Distanze di danno [m]</i>			
		<i>12,5 kW/m²</i>	<i>7 kW/m²</i>	<i>5 kW/m²</i>	<i>3 kW/m²</i>
Pool fire in fossa collettori/sala pompe	area 1	25	31	35	41
	area 2	20	25	28	33
	area 3	19	24	27	31
	area 4	18	22	24	28

T.9/ 18

I raggi di danno calcolati corrispondono ad incendi di pozze aventi dimensioni pari alla superficie delle aree in cui può essere suddivisa la fossa collettori.

Per la rappresentazione grafica delle aree di danno si rimanda a tavole elencate al § 9.9.

9.6.3.11 Sicurezza nell'area**9.6.3.11.1 Sistemi fissi di sicurezza**

La stazione booster della Sigemi S.r.l. risulta protetta da:

- anello idrico perimetrale costituito da n. 18 idranti con bocche A.I. UNI 70, corredati da cassette contenenti manichette, lance idriche e lance schiuma a bassa e media espansione;
- impianto di rivelazione idrocarburi asservito a sistema automatico di chiusura setti divisorii in fossa collettori;
- impianto di rivelazione incendi in fossa collettori;
- impianto fisso di spegnimento a schiuma a protezione della fossa collettori;

⁶ Per i dettagli sulla valutazione delle conseguenze si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

- impianto di raffreddamento ad acqua nebulizzata, a protezione di: sala pompe, vasca di decantazione acque reflue e serbatoi di slop;
- n. 2 cannoncini carrellati a schiuma;
- n. 3 monitori brandeggianti a protezione di: sala pompe e fossa collettori.

L'alimentazione dell'impianto può essere fornita sia dal civico acquedotto sia dalla rete antincendio della Porto Petroli di Genova S.p.A. Per garantire la continuità elettrica dei servizi ausiliari è presente un gruppo elettrogeno diesel.

La stazione booster è inoltre dotata di:

- impianto TVCC di sorveglianza dell'area operativa da sala controllo;
- impianto di teleallarme per comunicazione tempestiva di emergenza al Responsabile di Turno della Porto Petroli di Genova S.p.A., azionabile da sala controllo.

9.6.3.11.2 Gestione dell'emergenza

La stazione booster della Sigemi S.r.l. è dotata di piano di emergenza redatto sulla base della valutazione del rischio; contiene le azioni da avviare da parte di chi rileva una situazione di pericolo, le azioni da intraprendere da parte dei presenti, gli interventi operativi da porre in atto in caso di incidente; stabilisce il flusso delle comunicazioni, l'interazione con il personale incaricato della gestione delle emergenze della Porto Petroli di Genova S.p.A. e definisce le modalità per la chiamata ai servizi di soccorso (Vigili del Fuoco, Soccorso sanitario, ecc.).

9.6.4 IPLOM S.P.A.

Le informazioni contenute nel presente paragrafo derivano dagli Elementi e Informazioni di cui all'art. 4, comma 2, del D.M. 293/01, trasmessi dalla Iplom S.p.A. all'Autorità Portuale di Genova negli anni 2007 e 2012.

9.6.4.1 Denominazione

L'area della stazione booster è data in concessione dall'Autorità Portuale di Genova alla:

Ragione sociale: SEAPAD S.r.l.
Sede sociale: Piazza della Vittoria, 15
Città: Genova GE
C.A.P.: 16121

ed è gestita dalla:

Ragione sociale: IPLOM S.p.A. a socio unico
Sede sociale: Via Carlo Navone, 3/b
Città: Busalla GE
C.A.P.: 16012

La stazione booster è ubicata in:

Indirizzo: Via Ronchi 2 - Porto Petroli di Genova-Multedo
Città: Genova GE
C.A.P.: 16155
Telefono: +39 0106986597
Coordinate:
 Latitudine: 44°25'01"
 Longitudine: 8°49'07"

e sorge su un'area recintata all'interno del porto petroli di Genova-Multedo, tra la fossa collettori e la linea ferroviaria Genova-Ventimiglia all'altezza dei pontili Beta e Gamma.

L'area in concessione ha attualmente una superficie di circa 5.000 m².

9.6.4.2 Descrizione

La stazione booster è composta da:

- palazzina uffici;
- cabina elettrica di trasformazione e distribuzione;
- serbatoio “volano” a tetto galleggiante da 3.000 m³;
- serbatoio da 15 m³ adibito alla raccolta temporanea degli slop (attualmente fuori servizio);
- serbatoio da 60 m³ adibito allo stoccaggio di additivi (attualmente fuori servizio);
- serbatoio tumulato da 15 m³ adibito alla raccolta temporanea dei prodotti bianchi che fuoriescono dalle valvole di sfioro dell’oleodotto da 20”;
- sala pompe – sala barrel costituita da:
 - n. 2 pompe booster (per rilancio prodotto fino alle pompe di spinta);
 - n. 5 pompe di spinta (per invio prodotto dal booster alla raffineria di Busalla);
- n. 2 oleodotti da 8” e 16” e relativi barrel per la movimentazione di prodotti petroliferi da/verso la raffineria di Busalla;
- n. 2 oleodotti da 20” e relativi barrel per la movimentazione di prodotti petroliferi da/verso il deposito di Fegino;
- n. 1 oleodotto da 28” e relativo barrel per la movimentazione di prodotti petroliferi dal deposito di Fegino;
- n. 1 oleodotto da 12” di collegamento interno con la stazione booster Sigemi S.r.l.

9.6.4.3 Informazioni relative alle sostanze movimentate comprese nell’Allegato I al D.L.vo 17.08.99, n. 334 e s.m.i.

Le sostanze movimentate (sbarcate o imbarcate) dalla Iplom S.p.A. tramite la stazione booster sono riportate in tabella T.9/19, con il riferimento alla classificazione ai sensi dell’Allegato I al D.L.vo 334/99 e s.m.i.

Sostanza	Classificazione
Gasolio	parte 1, Prodotti petroliferi
Greggio	parte 2, punto 7b – Liquidi facilmente infiammabili
	parte 2, punto 9.ii – Sostanze pericolose per l’ambiente
Olio combustibile	parte 1, Prodotti petroliferi
Virgin nafta	parte 1, Prodotti petroliferi
Benzina	parte 1, Prodotti petroliferi
L.C.N.	parte 1, Prodotti petroliferi

T.9/ 19**9.6.4.4 Fasi di attività in cui le sostanze intervengono e movimentazione delle stesse**

Le attività svolte nella stazione booster sono rappresentate dallo sbarco e imbarco di prodotti petroliferi liquidi trasferiti, tramite oleodotti, dalle navi alla raffineria di Busalla o al deposito costiero di Fegino e viceversa.

Fra le attività svolte non sono previsti né stoccaggio (fatta eccezione per quello temporaneo nel serbatoio volano⁷ e nel serbatoio S901 e l’*hold up* delle tubazioni), né lavorazione o trattamento dei prodotti in transito.

Durante la fase di sbarco i prodotti vengono movimentati fino alla sala pompe del booster alla pressione fornita dalle stazioni di pompaggio di bordo nave, e, successivamente, alla pressione fornita

⁷ Il serbatoio volano - cilindrico ad asse verticale a tetto galleggiante, di capacità geometrica pari a 3000 m³ - è adibito allo stoccaggio temporaneo di greggio e oli combustibili esclusivamente durante le fasi di sbarco o imbarco ed è funzionale all’impianto di pompaggio allo scopo di migliorarne il livello di sicurezza (il suo utilizzo infatti riduce gli effetti di un eventuale colpo d’ariete e permette, in caso di emergenza, lo spiazzo rapido degli oleodotti).

dalle pompe di spinta del booster; l'imbarco avviene alla pressione di pompaggio fornita dalle pompe della raffineria di Busalla o del deposito di Fegino.

Non si effettuano operazioni di carico/scarico di automezzi o carri ferroviari.

Si ritiene utile evidenziare che le sostanze in transito non manifestano comportamenti chimico-fisici pericolosi alle condizioni di pressione e temperatura alle quali vengono movimentate e che tali sostanze non presentano incompatibilità reciproca.

9.6.4.5 Quantitativi movimentati e in stoccaggio

In tabella T.9/20 sono riportati i quantitativi di sostanze pericolose movimentati nel 2014.

<i>Sostanza</i>	<i>Movimentato [t]</i>
Prodotti petroliferi bianchi	1.010.000
Prodotti petroliferi neri (OC)	240.600
Petrolio greggio	806.750

T.9/ 20

Per quanto riguarda lo stoccaggio, all'interno della stazione booster la presenza di sostanze pericolose è limitata esclusivamente:

- all'invaso delle linee;
- al prodotto contenuto temporaneamente nel serbatoio volano;
- al prodotto contenuto nel serbatoio tumulato, durante le operazioni di spiazzo del barrel da 20" Nord, in caso di cambio del prodotto in transito e per la raccolta dei prodotti bianchi provenienti dalle valvole di sovrappressione installate a protezione dell'oleodotto medesimo.

9.6.4.6 Incidenti individuati nell'analisi di rischio

Sulla base dell'attività svolta nella stazione booster della Iplom S.p.A., delle sostanze presenti e dell'analisi storica degli incidenti occorsi in impianti simili, gli eventi incidentali generici ritenuti ragionevolmente credibili sono:

- sversamenti;
- incendi;
- esplosioni.

9.6.4.7 Sequenze incidentali

Dall'analisi di rischio svolta per la stazione booster della Iplom S.p.A. emerge che gli eventi incidentali ragionevolmente credibili sono riconducibili a:

- rilasci di sostanze pericolose dovuti a perdite o rotture di componenti (tubazioni, valvole, flange, serbatoi, pompe), a guasti ai sistemi di allarme o a errori umani;
- incendi dovuti a fenomeni esterni (fulminazioni).

9.6.4.8 Probabilità di accadimento

I top event individuati dall'analisi di rischio della Iplom S.p.A. e le relative frequenze attese di accadimento sono riportati in tabella T.9/21⁸.

⁸ Per i dettagli sul calcolo delle frequenze attese di accadimento si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

<i>Top Event</i>	<i>Frequenza [occ/anno]</i>
Presenza di prodotto in bacino serbatoio volano	1,5E-04
Presenza di prodotto in sala pompe	7,1E-04
Incendio serbatoio volano	2,1E-03
Presenza di prodotto in area oleodotti 20"	8,0E-04
Fuoriuscita di prodotto da serbatoio S901	1,5E-04
Presenza di prodotto in area oleodotto 28"	5,3E-05

T.9/ 21

9.6.4.9 Tipologia scenari incidentali previsti (irraggiamento, sovrappressioni, rilasci di sostanze tossiche o nocive, situazioni di inquinamento grave)

A partire dai top event individuati - mediante la metodologia dell'albero degli eventi e sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze pericolose coinvolte e delle condizioni in cui sono movimentate nella stazione booster - sono stati individuati gli scenari incidentali ad esso associati indicati in tabella T.9/22 con le relative frequenze attese di accadimento al fine di stimarne le potenziali conseguenze sulla sicurezza delle persone, sull'ambiente e sull'integrità delle strutture.

<i>Top Event</i>	<i>Frequenza T.E. [occ/anno]</i>	<i>Scenario incidentale</i>	<i>Frequenza S.I. [occ/anno]</i>
Presenza di prodotto in bacino serbatoio volano	1,5E-04	Pool fire	1,4E-05
		Flash fire/UVCE	2,8E-08
Presenza di prodotto in sala pompe	7,1E-04	Pool fire	9,3E-05
		Flash fire/UVCE	3,7E-06
Incendio serbatoio volano	2,1E-03	Tank fire	2,1E-03
Presenza di prodotto in area oleodotti 20"	8,0E-04	Pool fire	7,6E-05
		Flash fire	1,5E-07
Fuoriuscita di prodotto da serbatoio S901	1,5E-04	Pool fire	3,0E-06
Presenza di prodotto in area oleodotto 28"	5,28E-05	Pool fire	5,0E-06
		Flash fire	1,0E-08

T.9/ 22

9.6.4.10 Raggi di danno

Nell'analisi di rischio della stazione booster della Iplom S.p.A. la stima delle conseguenze degli scenari incidentali identifica aree di danno concentriche rispetto al luogo in cui si verifica l'incidente, nelle quali sono da attendersi effetti progressivamente decrescenti al crescere della distanza, secondo le soglie di riferimento di cui all'allegato al D.M.LL.PP. 09.05.2001.

Per quanto riguarda gli aspetti di inquinamento ambientale - in assenza di limiti di soglia normativi - sono state individuate le aree potenzialmente interessate da eventuali spandimenti di prodotto, fermo restando che in generale le aree operative della stazione booster sono dotate di pavimentazioni in cemento opportunamente cordolate, pertanto il prodotto eventualmente sversato permane in luogo confinato.

Le conseguenze degli scenari incidentali individuati sono state calcolate mediante l'utilizzo del programma di calcolo Effects di TNO⁹, in cui, come sostanza chiave coinvolta, è stata considerata la benzina. In tale assunzione conservativa risultano ricomprese le conseguenze degli scenari incidentali in cui potrebbero essere coinvolte tutte le sostanze movimentate all'interno dell'area.

⁹ Per i dettagli sulla valutazione delle conseguenze si rimanda alla documentazione tecnica fornita dall'azienda, disponibile presso l'Autorità Portuale di Genova.

In tabella T.9/23 sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate per gli scenari di radiazione termica stazionaria individuati per la stazione booster.

Giova evidenziare che i raggi di danno calcolati per le aree oleodotti corrispondono ad incendi di pozze aventi dimensioni pari alla superficie del bacino di contenimento del barrel. L'ipotesi risulta ragionevolmente credibile in caso di presenza di rilevatori di idrocarburi nei bacini di contenimento, che, in caso di perdita dagli oleodotti, comportano la riduzione dei tempi di intervento e dei quantitativi di prodotto fuoriuscito.

SCENARIO	Raggi di danno [m]			
	elevata letalità 12,5 kW/m ²	inizio letalità 7 kW/m ²	lesioni irreversibili 5 kW/m ²	lesioni reversibili 3 kW/m ²
Tank fire serbatoio volano	-	22	28	35
Pool fire bacino serbatoio volano	21	27	30	35
Pool fire sala pompe	20	29	34	30
Pool fire fossa trappola	15	21	25	41
Pool fire bacino S901	-	-	-	9
Pool fire area oleodotti 20"	16	21	23	27
Pool fire area oleodotto 28"	15	20	22	25
Pool fire area ampliamento SW	20	25	28	33
Pool fire area ampliamento SE	13	15	17	20

T.9/ 23

Per la rappresentazione grafica delle aree di danno si rimanda a tavole elencate al § 9.9.

9.6.4.11 Sicurezza nell'area

9.6.4.11.1 Sistemi fissi di sicurezza

La stazione booster della Iplom S.p.A. risulta protetta da:

- anello di raffreddamento a protezione del mantello del serbatoio volano;
- impianto fisso a schiuma a protezione del tetto del serbatoio volano;
- impianto fisso a schiuma a protezione del bacino del serbatoio volano;
- impianto fisso a schiuma a protezione della sala pompe;
- impianto di raffreddamento a protezione della sala pompe;
- impianto fisso a schiuma a protezione della fossa trappola;
- impianto sprinkler a schiuma posto a protezione di S901;
- impianto sprinkler a schiuma posto a protezione del barrel oleodotto 28" e del barrel oleodotti 20" nord e 20" sud;
- impianto sprinkler a schiuma per i cabinati pompe P1, P2 e P3;
- n. 1 premescolatore di liquido schiumogeno fluoroproteico, costituito da n. 2 serbatoi da 2.5 m³;
- n. 1 serbatoio di liquido schiumogeno da 3.3 m³, con gruppo diesel da 20 HP, prev. m. 90/100;
- n. 8 idranti UNI 70 a doppia presa;
- impianto fisso antincendio a CO₂ dotato di n. 12 bombole per la cabina elettrica di trasformazione;
- impianto fisso antincendio a CO₂ dotato di n. 3 bombole per la cabina elettrica di distribuzione;
- impianto di sorveglianza TVCC su aree e componenti critici (barrel, volano, sala pompe).

9.6.4.11.2 Gestione dell'emergenza

La stazione booster della Iplom S.p.A. è dotata di piano di emergenza redatto sulla base della valutazione del rischio; contiene le azioni da avviare da parte di chi rileva una situazione di pericolo, le azioni da intraprendere da parte dei presenti, gli interventi operativi da porre in atto in caso di incidente; stabilisce il flusso delle comunicazioni, l'interazione con il personale incaricato della gestione delle emergenze della Porto Petroli di Genova S.p.A. e definisce le modalità per la chiamata ai servizi di soccorso (Vigili del Fuoco, Soccorso sanitario, ecc.).

9.7 IMPIANTI, ATTIVITÀ O DEPOSITI PRESENTI NELL'AREA PORTUALE SOGGETTI AGLI OBBLIGHI DI CUI AGLI ARTICOLI 6 E 8 DEL D.L.VO 17.08.99, N. 334 e s.m.i.

All'interno dell'area territoriale PMS non sono presenti impianti, attività o depositi notificati ai sensi dell'art. 6 del D.L.vo 334/99 e s.m.i.

9.8 TRAFFICI

9.8.1 TRAFFICO SU STRADA

Per il porto petroli di Genova-Multedo l'unico traffico di sostanze pericolose su strada è costituito dalla spedizione via autobotte di prodotti liquidi infiammabili denominati MDPO (miscela disomogenea di prodotti omogenei) da parte della Porto Petroli di Genova S.p.A.

Le autobotti che transitano nell'area territoriale PMS, percorrono sia in arrivo sia in partenza la viabilità demaniale fino all'ingresso del terminal della Porto Petroli di Genova S.p.A., da cui proseguono all'interno dell'area in concessione fino alla pensilina di carico. Le autobotti in questione viaggiano scariche in ingresso e cariche in uscita dal terminal.

Gli incidenti relativi al trasporto su strada di MDPO in autobotte sono stati determinati, secondo il criterio illustrato al § 5.6.2, a partire dalle previsioni sul movimentato dell'azienda, in quanto nell'anno di riferimento (2011) il traffico in questione non era attivo. Mediante la metodologia dell'albero degli eventi illustrata al § 5.6.2.2 sono state stimate le frequenze attese di accadimento per gli scenari di incendio/esplosione.

La frequenza attesa di accadimento calcolata è riportata nella sottostante tabella T.9/24.

<i>Top Event</i>	<i>Lunghezza percorso [km]</i>	<i>Quantità ATB</i>	<i>Frequenze [occ/anno]</i>	<i>Scenario incidentale</i>	<i>Frequenza scenario [occ/anno]</i>
Rilascio prodotto durante il trasporto in ATB	0.1	50	8,2E-08	Pool fire	8,2E-09
				Flash fire / UVCE	5,9E-10
				Dispersione	7,3E-08

T.9/ 24

9.8.2 TRAFFICO SU FERROVIA

Nel porto petroli di Genova-Multedo non sono presenti collegamenti ferroviari.

9.9 RICOMPOSIZIONE DEL RISCHIO D'AREA

Sulla mappa dell'area territoriale PMS sono stati rappresentati:

- gli effetti degli scenari di incendio, inclusi quelli derivanti da incidenti durante il trasporto su strada, con l'indicazione della relativa classe di probabilità (v. tavole TAV. 9a - TAV. 9b - TAV. 9c, TAV. 9d);
- gli effetti degli scenari di rilascio tossico, con l'indicazione della relativa classe di probabilità (v. tavole TAV. 9e - TAV. 9f - TAV. 9g);
- le aree potenzialmente interessate da spandimenti di sostanze pericolose per l'ambiente, con l'indicazione della classe di probabilità degli eventi (v. tavole TAV. 9h - TAV. 9i - TAV. 9l);
- le aree esterne suscettibili di essere interessate dagli effetti degli incendi, attraverso rappresentazioni fotografiche.

TAV. 9a	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Incendio Classe di probabilità degli eventi: > 1E-03
---------	---

TAV. 9b	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Incendio Classe di probabilità degli eventi: $1E-04 \div 1E-03$
TAV. 9c	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Incendio Classe di probabilità degli eventi: $1E-06 \div 1E-04$
TAV. 9d	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Incendio Classe di probabilità degli eventi: $< 1E-06$
TAV. 9e	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Rilascio tossico Classe di probabilità degli eventi: $> 1E-03$
TAV. 9f	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Rilascio tossico Classe di probabilità degli eventi: $1E-04 \div 1E-03$
TAV. 9g	Area territoriale PMS – Inviluppo delle aree di danno per Rilascio tossico Classe di probabilità degli eventi: $1E-06 \div 1E-04$
TAV. 9h	Area territoriale PMS – Individuazione delle aree interessate da Spandimenti Classe di probabilità degli eventi: $> 1E-03$
TAV. 9i	Area territoriale PMS – Individuazione delle aree interessate da Spandimenti Classe di probabilità degli eventi: $1E-04 \div 1E-03$
TAV. 9l	Area territoriale PMS – Individuazione delle aree interessate da Spandimenti Classe di probabilità degli eventi: $1E-06 \div 1E-04$

9.9.1 EFFETTO DOMINO

Considerati i risultati dell'analisi di rischio per gli incidenti ipotizzati nell'area territoriale del porto petroli di Genova-Multedo, i possibili effetti domino sono stati individuati per i seguenti scenari:

- incendio/esplosione in fossa collettori Porto Petroli di Genova S.p.A., con effetti nei confronti delle installazioni fisse delle stazioni booster Sigemi S.r.l. e Iplom S.p.A.;
- incendio lungo i pontili, con effetti nei confronti delle navi ormeggiate.

9.9.2 INTERAZIONI CON LE NAVI CISTERNA

Ai sensi dell'art. 3, comma 2, del D.M. 293/01, alle navi che trasportano sostanze pericolose si applica la normativa internazionale, comunitaria e nazionale in materia di sicurezza della navigazione e di trasporto delle merci pericolose, nonché le ordinanze emesse dalle autorità competenti in materia di navigazione, manovra e sosta negli specchi acquei portuali.

Tuttavia, per completezza di trattazione e in considerazione dell'evento verificatosi nel 1981 alla nave cisterna Hakuyu Maru (v. § 6), di seguito si riportano i risultati dell'analisi di rischio riguardante la presenza di navi cisterna al porto petroli di Genova-Multedo, contenuti nel Rapporto di Sicurezza elaborato dalla Porto Petroli di Genova S.p.A. nel gennaio 1997, ai sensi del D.P.R. 175/88, opportunamente aggiornata alla luce delle procedure di sicurezza attualmente in vigore nel porto petroli di Genova-Multedo.

L'analisi di rischio ha individuato gli incidenti descritti nei seguenti paragrafi.

9.9.2.1 Esplosione di una nave cisterna

Un malfunzionamento del sistema di inertizzazione delle navi cisterna oppure la mancata adozione di idonee procedure durante la movimentazione del prodotto può portare alla formazione di una miscela esplosiva in una cisterna della nave e, qualora sia presente una fonte di innesco, all'esplosione della miscela stessa.

Premesso che, sulla base delle caratteristiche tecniche delle navi attraccate negli ultimi anni nel terminal petrolifero, la presenza di navi cisterna prive di sistema di inertizzazione è da ritenersi trascurabile, la stima della frequenza attesa di accadimento dell'esplosione della cisterna di una nave attraccata al porto petroli di Genova-Multedo è stata effettuata sulla base di:

- dati statistici da letteratura di settore;
- traffici del terminal petrolifero;
- norme di sicurezza attualmente in vigore nel porto petroli di Genova-Multedo.

I dati statistici più recenti disponibili nella letteratura di settore sulla probabilità di esplosione di una nave cisterna sono quelli emersi dagli incidenti registrati nel *Lloyd's Casualty Returns* per il periodo 1977-1986, da cui si desume una probabilità dell'evento pari a:

- 1,3E-05 per petrolio greggio¹⁰ e prodotti chimici;
- 3,5E-06 per derivati a basso punto di infiammabilità;
- 1,5E-06 per derivati ad alto punto di infiammabilità.

La mancata osservanza dalla parte del Comando nave delle seguenti norme di sicurezza, contenute nel Regolamento di Polizia Portuale e Sicurezza del porto petroli di Genova-Multedo:

- mantenimento in efficienza e messa in funzione dell'impianto di gas inerte (art. 35);
- controllo del funzionamento dei rilevatori fissi di pressione del sistema di gas inerte, della pressione positiva in tutte le cisterne e del contenuto di ossigeno pari o inferiore a 8% in volume (art. 24 - *Ship Shore Safety Check List*);
- sospensione delle operazioni commerciali in caso di avaria dell'impianto di gas inerte (art. 36);

è invece stimata pari a 3,0E-03¹¹.

Alla luce di quanto sopra, in funzione del numero di navi cisterna attraccate nel porto petroli di Genova-Multedo nell'anno 2011, si è valutata la frequenza complessiva dell'evento come riportato in tabella T.9/25, da cui risulta un valore pari a 1,1E-05 occ/anno.

Top Event	Sostanza	Quantità	Probabilità esplosione	Probabilità errore	Frequenza [occ/anno]
Esplosione nave cisterna	Petrolio greggio	156	1,3E-05	3,0E-03	6,1E-06
	Derivati a basso punto di infiammabilità	139	3,5E-06		1,5E-06
	Derivati ad alto punto di infiammabilità	72	1,5E-06		3,2E-07
	Prodotti chimici	79	1,3E-05		3,1E-06

T.9/ 25

Gli effetti dello scenario di esplosione della nave cisterna, le cui distanze di danno sono state calcolate nel citato Rapporto di Sicurezza, sono stati rappresentati sulla mappa dell'area territoriale PMS, in corrispondenza del pontile Delta-ponente, da cui si evince che in caso di esplosione è possibile un effetto domino nei confronti della nave eventualmente ormeggiata allo stesso pontile (lato levante).

¹⁰ Poiché i dati storici utilizzati, relativi al periodo 1977-1986, tengono solo parzialmente in considerazione l'introduzione degli attuali sistemi di prevenzione dell'evento in esame (quali ad esempio il sistema di inertizzazione delle cisterne), tale valore di probabilità è da considerarsi oggi estremamente cautelativo.

¹¹ *Error of omission of action embedded in a procedure* (Cremer and Warner "A report to the Rijnmond Public Authority - 1981)

TAV. 9m Area territoriale PMS – Aree di danno per esplosione nave cisterna

9.9.2.2 Rilascio di prodotto da cisterna

L'evento consiste in una perdita di contenimento di una cisterna di una nave e nel conseguente rilascio in mare del prodotto trasportato.

In generale l'evento potrebbe essere determinato, oltre che da un cedimento strutturale casuale della cisterna, da una collisione contro una seconda nave o contro il pontile oppure a seguito di un incagliamento durante le manovre di ingresso o uscita dal porto.

Ritenendo trascurabile la possibilità di cedimento strutturale casuale della cisterna e considerando che la disposizione planimetrica del porto petroli di Genova-Multedo riduce sostanzialmente i seguenti fattori:

- numero di incontri anno, cioè di transiti di due navi in movimento a distanza ravvicinata
- la distanza percorsa da ciascuna nave all'interno del porto petroli
- il numero di passaggi di navi in prossimità delle navi ormeggiate

si è provveduto alla valutazione della frequenza del top event in esame, quale frequenza di rilascio di prodotto a seguito di impatto di una nave contro il pontile.

Tenuto conto delle basse velocità in gioco durante le manovre di accosto, nel citato Rapporto di Sicurezza si è ritenuto che una stima conservativa della frazione di impatti nave-pontile che danno luogo ad un rilascio sia pari al valore 0.1%.

Pertanto, considerando il traffico dell'anno 2011, la frequenza del top event in esame è stata calcolata come in tabella T.9/26.

<i>Top Event</i>	<i>Frequenza unitaria [occ/nave]</i>	<i>Quantità [navi/anno]</i>	<i>Probabilità rilascio</i>	<i>Frequenza complessiva [occ/anno]</i>
Rilascio da nave cisterna per impatto nave-pontile	2,2E-03	446	1E-03	9,8E-04

T.9/ 26

Per quanto riguarda gli effetti del rilascio da nave cisterna per impatto col pontile, si ritiene che siano ricompresi in quelli già stimati nei precedenti paragrafi per lo spandimento di prodotto sulla superficie del mare.