

# PROGETTO CASSIOPEA

## OFFSHORE FACILITIES

### REVISIONE DELL'ANALISI DI RISCHIO SULLE SEALINE CASSIOPEA-TERRA DOVUTE A TRAFFICO NAVALE

CD-FE	02	18/12/2018	Emissione Finale – Recepimento commenti Company	A.Arcuri	D.Rampoldi	M.Benedusi
CD-FE	01	31/05/2018	Emissione Finale – Recepimento commenti Company	A.Arcuri	D.Rampoldi	M.Benedusi
CD-FE	00	30/03/2018	Emissione Finale	A.Arcuri	D.Rampoldi	M.Benedusi
Validity Status	Revision Number	Date	Description	Prepared	Checked	Approved
Revision Index						
Company logo and business name				Company Document ID		
 <b>eni S.p.A</b>						
0821-50 OFFSHORE FACILITIES				082150BFRZ93036		
Project name OPDS				Job N.		
PROGETTO CASSIOPEA						
Facility and Sub Facility Name				Scale		Sheet of Sheets
				n.a.		1 / 5
Document Title				Supersedes N.		
REVISIONE DELL'ANALISI DI RISCHIO SULLA SEALINE CASSIOPEA-TERRA DOVUTA A TRAFFICO NAVALE				Superseded by N.		
				Plant Area	Plant Unit	
				n.a.	n.a.	

Software: Microsoft Word

File Name: 082150BFRZ93036\_CDFE02\_05.doc

 	Company Document ID  <b>082150BFRZ93036</b>	Sheet of Sheets 2 / 5	
		Validity Status	Revision Number
		CD-FE	02

## INDICE

<b>1.0</b>	<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>3</b>
1.1	SCOPO DEL LAVORO.....	3
1.2	METODOLOGIA .....	3
1.3	CONCLUSIONI.....	4
1.4	REFERENZE .....	4
<b>2.0</b>	<b>ALLEGATI.....</b>	<b>5</b>

 eni S.p.A  <b>progetti</b>	Company Document ID	Sheet of Sheets 3 / 5	
	<b>082150BFRZ93036</b>	Validity Status	Revision Number
		CD-FE	02

## 1.0 INTRODUZIONE

### 1.1 Scopo del lavoro

Nell'ambito del progetto Cassiopea, che prevede lo sviluppo integrato dei campi a gas Argo e Cassiopea, era stata condotta un'analisi di rischio sulla sealine per cause esterne al fine di ottemperare ad una prescrizione del decreto di compatibilità ambientale [1].

Allo stato attuale tale analisi deve essere rivista essendo variate le condizioni di progetto in particolare per ciò che riguarda il trasporto del gas a terra che avverrà attraverso sealine da 14" che parte dal manifold Cassiopea e giunge a costa da est connettendosi ad una tubazione in cemento (configurazione DUCT).

A tale scopo, è stata effettuata un'analisi delle frequenze di rottura delle linee in oggetto dovute a cause esterne legate alle caratteristiche specifiche del sito e alle operazioni effettuate in piattaforma, sulla base delle linee guida dettate all'interno della "Recommended Practice DNV-RP-F107".

I dettagli dello studio sono riportati all'interno dell'ALLEGAT 1: "Revisione dell'Analisi di Rischio sulla Sealine Cassiopea-terra per Cause Esterne dovute a traffico navale - TEA REPORT 17-358".

### 1.2 Metodologia

Sulla base delle linee guida dettate all'interno della "Recommended Practice DNV-RP-F107", le principali operazioni marine sono state individuate e gli hazards associati dapprima identificati e poi investigati.

In particolare, all'interno dello studio, le operazioni denominate "Installation of pipelines", "Installation of risers, modules, etc.", "subsea operations (simultaneous operations)" non sono state oggetto di analisi, in quanto la gestione del rischio durante le operazioni di installazione tubazioni, risers etc. deve essere affrontato tramite lo sviluppo di opportuni piani e procedure operative, così come per quanto riguarda le operazioni simultanee.

Conseguentemente, sono stati investigati e approfonditi gli hazards associati alle attività di anchor handling, lifting, trawling e gli hazards associati al passaggio di tanker, supply vessels e traffico marino in generale.

Dopo aver calcolato le frequenze di interazione associate agli scenari incidentali identificati, si è passati alla fase di:

- Valutazione della frequenza di rottura complessiva per cause esterne (precedentemente elencate) e verifica del rispetto della normativa internazionale DNV-OS-F101;
- Analisi delle conseguenze.

L'analisi è stata condotta considerando condizioni di operazione normale. Casi di chiusura spuria della valvola SDV a costa non sono state considerate.

L'analisi è stata completata con la valutazione degli impatti legati ad eventuali rotture lungo la linea. Lo scenario di riferimento considerato è relativo alle normali condizioni di esercizio (pressione d'arrivo 45 bar). Non è stato considerato lo scenario di chiusura della SDV a costa e mancata chiusura dei pozzi con conseguente pressurizzazione della linea (220 bar). Tale scenario sarebbe caratterizzato da frequenze inferiori ai limiti imposti dalla DNV-OS-F101, essendo esso scatenato dalla concomitanza di più eventi (chiusura spuria SDV, mancata chiusura pozzi, rottura dovuta a traffico navale). Per quanto sopra tale scenario non è ritenuto significativo.

 eni S.p.A  <b>progetti</b>	Company Document ID	Sheet of Sheets 4 / 5	
	<b>082150BFRZ93036</b>	Validity Status	Revision Number
		CD-FE	02

Da ultimo, in accordo alla normativa internazionale DNV-OS-F101 “Submarine Pipeline System”, è stato verificato che la probabilità di rottura per cause esterne di ogni condotta sia inferiore a 1.00E-05 ev/yr, per il tratto offshore, e 1.00E-06 ev/yr per la sezione di arrivo a costa.

### 1.3 Conclusioni

Per il tratto offshore, sommando tutte le frequenze di rottura relative ad ogni scenario, si ottiene la frequenza di rottura globale che risulta inferiore al limite imposto dalla “DNV Recommended Practice”, pari a 1.00E-05 ev/yr.

Per quanto riguarda l'arrivo a costa (assunto pari all'ultimo chilometro di linea), l'analisi delle frequenze è stata limitata alle sole cause di rottura strettamente legate al traffico navale; queste risultano inferiori rispetto al limite di 1.00E-06 ev/yr.

Per quanto riguarda l'analisi delle conseguenze degli scenari incidentali considerati credibili per il tratto offshore, si riscontra che una frazione significativa di gas rilasciato possa dissolversi in mare mentre il residuo risulta in grado di risalire in superficie. La dispersione atmosferica di tale nube determina aree di impatto di alcune centinaia di metri, ma in un'area dove non sono previste installazioni fisse e la frequenza di interazione tra linee e imbarcazioni è molto bassa.

In prossimità dell'arrivo a costa, il gas risale in superficie formando una nube che si disperde nell'ambiente, ma potenzialmente risulta in grado di raggiungere l'impianto a terra con concentrazioni nel campo di infiammabilità. Nel caso di rilascio a costa, dunque, le aree di impatto raggiungono l'impianto a terra (Raffineria di Gela). In particolare, dall'analisi delle conseguenze si ottiene che tale impatto è previsto per quota parte dei rilasci dalla linea che avvengano entro 2 km dalla costa.

Per quanto riguarda i casi di rilascio a costa (rilasci entro 1 km dalla linea costiera), l'analisi evidenzia che le frequenze associate risultano inferiori rispetto al limite, mentre l'analisi delle conseguenze evidenzia impatti possibili sull'impianto a terra. Non si ritiene comunque necessario intraprendere alcuna azione preventiva.

### 1.4 Referenze

[1] Revisione dell'Analisi di Rischio sulla Sealine Cassiopea-terra per Cause Esterne dovute a traffico navale (TEA16-291 Rev5\_Argo\_QRA\_Review)

 eni S.p.A  eni progetti	Company Document ID  <b>082150BFRZ93036</b>	Sheet of Sheets 5 / 5	
		Validity Status	Revision Number
		CD-FE	02

## 2.0 ALLEGATI

1. Revisione dell'Analisi di Rischio sulla Sealine Cassiopea-terra per Cause Esterne dovute a traffico navale (TEA REPORT 17-358 Rev. 0)