

SENATO DELLA REPUBBLICA

XVIII LEGISLATURA

Doc. CCXLVIII
n. 3

RELAZIONE

**SULLO STATO E LA SICUREZZA DELLE ATTIVITÀ
MINERARIE IN MARE NEL SETTORE DEGLI IDROCARBURI**

(Anno 2019)

(Articolo 8, comma 10, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

**Presentata dal vice Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(DIALUCE)**

—————
Comunicata alla Presidenza il 5 febbraio 2021
—————



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Relazione al Parlamento sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi

a norma

dell'art. 8 (comma 10)

del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145

Anno 2019

Roma, ottobre 2020

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 06 4705 3794 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



Componenti del Comitato

Ezio Mesini (Presidente)
Marco Cavriani
Aurelio De Carolis
Maria Carmela Giarratano
Emilia Masiello
Giovanni Pettorino

Sito web del Comitato:

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



OGGETTO DELLA RELAZIONE

Con il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 è stata recepita la direttiva 2013/30/UE, relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con la quale la Commissione europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare.

La presente Relazione illustra l'attività svolta nell'anno **2019** dal *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*. Il Comitato opera quale autorità competente in materia ai sensi dell'art. 8 del predetto decreto.

Dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, la Relazione riporta l'attività svolta, descrivendo:

- (i) gli impianti esistenti;
- (ii) le ispezioni effettuate anche congiuntamente dalle amministrazioni componenti il Comitato;
- (iii) i dati relativi agli incidenti occorsi;
- (iiii) l'attività in collaborazione con la Commissione europea.

Inoltre, la Relazione riporta i vari documenti prodotti dal Comitato in riferimento:

(1) alle proprie priorità di azione; (2) alle linee guida per la redazione della relazione sui grandi rischi; (3) alle comunicazioni alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi; (4) i documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente.

Infine, giunti quasi al termine del primo triennio di lavoro del Comitato, la Relazione evidenzia i problemi che risultano aperti e alcune ipotesi di sviluppo in termini di prospettive d'attività future.



Sommario

PARTE I	QUADRO GENERALE	7
1.1	Premessa	7
1.2	Il Comitato: funzioni e struttura	13
1.3	Profili di organizzazione e di gestione	18
PARTE II	ATTIVITA'	20
2.1	Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2018	20
2.1.1	Impianti, ore lavorate e produzioni	20
2.1.2	Ispezioni	35
2.1.3	Dati relativi agli incidenti	37
2.1.4	Categorie di incidenti (Reg. UE 1112/2014)	38
2.1.5	Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014)	40
2.1.6	Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE)	41



2.1.7	Cause dirette e alla radice di incidenti gravi	42
2.1.8	Innovazioni normative	44
2.2	Attività del Comitato	56
2.3	Attività dei Comitati periferici	58
2.4	Attività in collaborazione con la Commissione europea e	59
2.5	Ulteriori attività	60
2.6	Prospettive future	62
PARTE III	DOCUMENTI	64
3.1	Documenti originati dal Comitato	64
3.1.1	La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali	65
3.1.2	La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb) del D.Lgs. 145/2015	68
3.1.3	Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi	68
3.1.4	Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi	69



3.1.5	Documenti di consultazione TRIPARTITA	69
❖	CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI	71
❖	ELENCO DEGLI ALLEGATI	77
❖	ELENCO ACRONIMI	78
❖	ELENCO DELLE NORME MENZIONATE	80



PARTE I QUADRO GENERALE

Premessa

La presente Relazione, redatta ai sensi dell'art. 8, comma 10, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, illustra l'attività svolta dal *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*, di seguito "Comitato". Con il predetto decreto legislativo è stata recepita la Direttiva 2013/30/UE, di seguito "Direttiva", relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con la quale la Commissione europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare, con l'obiettivo di ridurre per quanto possibile il verificarsi di incidenti gravi legati alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e di limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, fissando nel contempo le condizioni minime di sicurezza per la ricerca e lo sfruttamento in mare nel settore degli idrocarburi, limitando possibili interruzioni della produzione energetica interna dell'Unione e migliorando i meccanismi di risposta in caso di incidente.

La Direttiva - entrata in vigore il 18 luglio 2013 - ha comportato l'obbligo per gli Stati membri di adottare le disposizioni legislative,



regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi ad essa entro il 19 luglio 2015.

Dopo aver fornito la definizione di incidente grave, la Direttiva interviene sulla responsabilità del licenziatario (figura coincidente nell'ordinamento italiano con l'operatore) in ordine sia alla sua individuazione che alle capacità tecniche ed economiche, comprese le garanzie finanziarie, che esso deve fornire per lo svolgimento delle operazioni in mare.

Si richiede, pertanto, che in sede di rilascio dell'autorizzazione alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (ai sensi della direttiva 94/22/UEE), lo Stato membro accerti che il richiedente sia in possesso della capacità tecnica e finanziaria necessaria a garantire in maniera costante operazioni sicure ed efficaci in tutte le condizioni prevedibili, fornendo a tal fine prove di misure adeguate da adottare a copertura delle responsabilità potenziali derivanti da incidenti gravi. Nell'effettuare tale valutazione, lo Stato membro dovrà tenere in particolare considerazione i possibili effetti di un incidente grave su tutti gli ambienti marini e costieri sensibili sotto il profilo ambientale.

Il limite della responsabilità del licenziatario/operatore è dato dal rischio accettabile nell'accezione data dalla stessa Direttiva, ossia da un



livello di rischio la cui ulteriore riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati (secondo le migliori pratiche compatibili con la conduzione delle attività) rispetto ai vantaggi di tale riduzione; l'attuabilità ragionevole delle misure di riduzione del rischio dovrebbe essere riesaminata periodicamente sulla scorta delle nuove conoscenze e degli sviluppi tecnologici.

La responsabilità dell'operatore si estende anche alle piattaforme mobili di perforazione quando stazionino in mare per attività comunque connesse alle operazioni e come tali riconducibili agli impianti; qualora dette unità mobili siano in transito, sono considerati navi e, come tali, soggette alle convenzioni marittime internazionali (SOLAS, MARPOL, codice MODU) e al diritto dell'Unione in materia di controllo dello Stato di approdo e rispetto degli obblighi dello Stato di bandiera.

Ulteriori innovazioni riguardano la preparazione ed effettuazione delle operazioni in mare, riguardo alle quali la Direttiva introduce particolari cautele che assicurino una pianificazione dettagliata dei rischi e delle misure di intervento da adottare in caso di incidente, consentendo una più accurata vigilanza da parte dell'autorità competente dello Stato membro.

Nel caso in cui si verifichi o possa essere imminente un incidente grave, l'operatore deve darne immediata comunicazione allo Stato



membro, fornendo informazioni dettagliate riguardo al luogo, all'intensità e alla natura dell'evento, alle misure di contenimento adottate e all'ipotesi peggiore di aggravamento ipotizzabile, compreso il potenziale coinvolgimento transfrontaliero.

In caso di incidente grave, gli Stati membri provvedono affinché l'operatore adotti tutte le misure adeguate per evitarne l'aggravarsi e limitarne le conseguenze per la salute umana e l'ambiente.

La Direttiva garantisce, secondo una politica in linea con gli impegni internazionali dell'Unione, l'effettiva e tempestiva partecipazione del pubblico – portatore di un interesse, comprese le associazioni di tutela dell'ambiente - al processo decisionale afferente le operazioni programmate di esplorazione in mare nel settore degli idrocarburi, dandone notizia attraverso pubblici avvisi o altri strumenti adeguati come mezzi di comunicazione elettronica e consentendo la presentazione di osservazioni e pareri, con successiva comunicazione delle decisioni adottate.

Gli Stati membri sono tenuti a designare un'Autorità competente responsabile per le funzioni di regolamentazione, provvedendo affinché agisca indipendentemente da politiche, decisioni di natura regolatoria o altre ragioni non correlate ai compiti assegnati, proceda allo scambio



periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con altre Autorità competenti, tra l'altro attraverso il gruppo di Autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (EUOAG), e svolga consultazioni sull'applicazione del pertinente diritto nazionale e dell'Unione con operatori del settore, altre parti interessate e la Commissione.

L'Agenzia Europea per la Sicurezza Marittima (EMSA) fornisce agli Stati membri e alla Commissione assistenza tecnica e scientifica conformemente al proprio mandato a norma del regolamento (CE) n. 1406/2002, in particolare nel rilevare e monitorare l'entità di una fuoriuscita di idrocarburi e nella preparazione ed esecuzione dei piani esterni di risposta alle emergenze.

Gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni applicabili in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate conformemente alla Direttiva e adottano tutti le misure necessarie per garantirne l'attuazione. Le sanzioni previste devono essere efficaci, proporzionate e dissuasive.

Rimane inalterata la vigente legislazione italiana applicabile in materia, in particolare: il decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 "*Norme di polizia delle miniere e delle cave*" con le relative norme di integrazione ed adeguamento di cui al decreto del Presidente



della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 *“Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel DPR 9 aprile 10958 n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli Idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”*; il decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 *“Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”*; il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624 *“Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”*; il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 *“Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”*. Inoltre, in virtù e per effetto dell'art. 1, comma 3, della Direttiva, rimangono ferme le seguenti disposizioni: il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 *“Attuazione della direttiva 94/22/UEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”*; decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 *“Norme in materia ambientale”* (Codice dell'Ambiente); il decreto legislativo 19 agosto 2005, n.



195 “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale”.

1.1 Il Comitato: funzioni e struttura

Tra le principali innovazioni introdotte dalla Direttiva vi è la designazione di un Autorità Competente che nel relativo decreto di recepimento ha portato all'istituzione del *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* (d'ora innanzi Comitato). Il Comitato svolge funzioni di “Autorità Competente” responsabile con poteri di regolamentazione, vigilanza e controllo al fine di prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitarne le conseguenze. Provvede, altresì, allo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con le altre Autorità competenti degli Stati membri, tra l'altro attraverso l'apposito gruppo di lavoro *European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group* (EUOAG).

In particolare, al Comitato sono attribuite funzioni di regolamentazione per come esplicitate dall'art. 8, comma 3, del D.Lgs. 145/2015, ed esattamente:

- a. valutare e accettare le relazioni sui grandi rischi, valutare le comunicazioni di nuovo progetto e le operazioni di pozzo o



combinare e altri documenti di questo tipo ad esso sottoposti, attraverso la verifica dell'attività svolta dalla DGS-UNMIG;

- b. vigilare sul rispetto da parte degli operatori dei dettami del D.Lgs. 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di prevenzione;
- c. fornire consulenza ad altre Autorità o Organismi, compresa l'Autorità preposta al rilascio delle licenze (oggi la DGSAIE – Direzione Generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico);
- d. elaborare piani annuali;
- e. assicurare la trasparenza e la condivisione delle informazioni verso la Commissione europea, presentando ex art. 25, comma 1, una relazione annuale contenente le informazioni di cui all'allegato IX, punto 3, della Direttiva, e verso il pubblico, mettendo a disposizione ex art. 24, comma 1, le informazioni di cui al predetto allegato IX con l'ausilio del formato comune stabilito dalla Commissione europea di cui al Regolamento di esecuzione n.1112/2014;



- f. cooperare con le Autorità competenti o con i punti di contatto degli Stati membri attraverso lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze interessanti, in particolare, il funzionamento delle misure per la gestione del rischio, la prevenzione degli incidenti gravi, la verifica di conformità e la risposta alle emergenze. Il Comitato può avvalersi della collaborazione dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) la quale fornisce agli Stati membri e alla Commissione assistenza tecnica e scientifica conformemente al proprio mandato a norma del regolamento (CE) n. 1406/2002.

Il Comitato opera nello svolgimento delle sue funzioni di regolamentazione con obiettività ed indipendenza dalle funzioni di regolamentazione in materia di sviluppo economico delle risorse naturali in mare, di rilascio di licenze per le operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e di riscossione e gestione degli introiti derivanti da tali operazioni.

Il Comitato si avvale delle strutture e delle risorse umane delle Amministrazioni componenti già previste a legislazione vigente, con esclusione in favore dei suoi membri di alcun tipo di compenso, gettone di



presenza o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite. Gli oneri connessi all'espletamento dei propri compiti sono posti a carico degli operatori con versamento all'entrata del bilancio dello Stato di un contributo pari all'1 per mille del valore delle opere da realizzare, da riassegnarsi su apposito capitolo istituito nello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico.

Il Comitato ha sede presso il Ministero dello sviluppo economico e consta anche di articolazioni sul territorio allocate presso le sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli che forniscono il necessario supporto logistico e amministrativo.

Ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del D.Lgs. 145/2015 il Comitato è composto da:

- Presidente, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, quale esperto scelto nell'ambito di professionalità provenienti dal settore privato o pubblico, compresi università, istituti scientifici e di ricerca, con comprovata esperienza in materia di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, attestata in base a specifici titoli ed esperienze professionali, e in posizione di



indipendenza dalle funzioni relative allo sviluppo economico delle risorse naturali in mare;

- Direttore della Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche – UNMIG del Ministero dello sviluppo economico che, in caso di assenza o impedimento del Presidente ne assume le relative funzioni (DPCM 27 settembre 2016);
- Direttore della Direzione generale Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco;
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Guardia Costiera;
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare.

Le articolazioni sul territorio del Comitato sono composte da:

- Direttore della Sezione UNMIG competente per territorio che assicura le funzioni di coordinamento dei lavori;
- Direttore regionale dei Vigili del Fuoco;



- Dirigente del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che si avvale del Direttore del Servizio Emergenze Ambientali in mare (SEAM) dell'ISPRA;
- dal Comandante della Capitaneria di Porto competente per territorio, individuato in relazione all'ubicazione dell'impianto o allo spazio marittimo interessato;
- da un Ammiraglio/Ufficiale superiore dello Stato Maggiore della Marina Militare;

E' prevista, altresì, la partecipazione di un tecnico competente in materia ambientale o mineraria in rappresentanza della Regione interessata e dalla stessa designato.



1.2 Profili di organizzazione e di gestione

Le fasi successive alla pubblicazione del D.Lgs. 145/2015 hanno visto l’emanazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016 (Allegato 1), con il quale sono state stabilite le modalità di funzionamento del Comitato, nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle relative funzioni e la nomina del Presidente, nella persona del Prof. Ezio Mesini, realizzata con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 20 marzo 2017 (Allegato 2).

In osservanza alla prescrizione di cui all’art. 3, comma 1, del DPCM 27 settembre 2016, è stata costituita la segreteria del Comitato con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avalimento di risorse della DGS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera.

A seguito dell’istituzione di apposito Capitolo per il versamento ad onere degli operatori del contributo dell’1 per mille ed in esito al ricevimento delle prime quietanze di pagamento, si è provveduto a richiedere al Ministero dell’economia e delle finanze la riassegnazione di tali fondi, in termini di competenza e cassa, su un nuovo capitolo “spese sostenute dal Comitato per la sicurezza offshore per lo svolgimento dei propri compiti”, da destinare, appunto, alla copertura degli oneri finanziari



connessi allo svolgimento delle ispezioni agli impianti e all'acquisto e manutenzione di beni strumentali di supporto.

Al fine, poi, di soddisfare l'esigenza di trasparenza e condivisione delle informazioni, così da monitorare l'efficacia delle misure messe in atto e di incrementare la fiducia del pubblico nell'Autorità preposta e nella sicurezza delle attività *upstream*, il Comitato ha creato nell'ambito del sito istituzionale MISE una sezione dedicata e liberamente consultabile <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>.

PARTE II ATTIVITA'

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2019

2.1.1 – Impianti, ore lavorate e produzioni

Nel seguito si riporta l'elenco dettagliato degli impianti impiegati nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, presenti nelle acque di giurisdizione dell'Italia (al 1° gennaio dell'anno 2019), con specifica del tipo (ossia fisso con personale, fisso di norma senza personale, galleggiante



1	Ada 2	NUI	-	1982	gas	0	12,591285	45,183634
2	Ada 3	NUI	-	1982	gas	0	12,591176	45,183361
3	Ada 4	NUI	-	1982	gas	0	12,590910	45,183561
4	Agostino A	NUI	-	1970	gas	19	12,495518	44,54018
5	Agostino A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,496197	44,540685
6	Agostino B	NUI	-	1971	gas	19	12,471569	44,554372
7	Agostino C	NUI	-	1992	gas	0	12,494523	44,547174
8	Alba Marina	FPI	FSO	2012	petrolio	50	14,939078	42,201212
9	Amelia A	NUI	-	1971	gas	19	12,660836	44,405716
10	Amelia B	NUI	-	1991	gas	19	12,662218	44,407503
11	Amelia C	NUI	-	1991	gas	0	12,662895	44,406935
12	Amelia D	NUI	-	1992	gas	0	12,661276	44,407901
13	Anemone B	NUI	-	1999	gas	0	12,704814	44,229289
14	Anemone Cluster	NUI	-	1979	gas	0	12,70531	44,212786
15	Angela Angelina	FMI	-	1997	gas	25	12,343127	44,391172
16	Angela Cluster	NUI	-	1975	gas	0	12,344848	44,392973
17	Annabella	NUI	-	1991	gas	24	13,078865	44,228781
18	Annalisa	NUI	-	1999	gas	0	13,113554	44,171042



19	Annamaria B	FMI	-	2009	gas	19	13,407327	44,322576
20	Antares 1	NUI	-	1982	gas	0	12,444429	44,393988
21	Antares A	NUI	-	1985	gas	0	12,453493	44,390057
22	Antonella	NUI	-	1976	gas	17	12,776663	44,214442
23	Aquila 2	NUI	SPS	1993	petrolio	0	18,327114	40,930188
24	Aquila 3	NUI	SPS	1995	petrolio	0	18,32532	40,918159
25	Argo 1	NUI	SPS	2006	gas	0	13,821989	36,916622
26	Argo 2	NUI	SPS	2008	gas	0	13,805449	36,926058
27	Arianna A	FMI	-	1984	gas	17	12,628146	44,306251
28	Arianna Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,62743	44,305788
29	Armida 1	NUI	-	1973	gas	0	12,44954	44,475932
30	Armida A	NUI	-	1985	gas	19	12,453192	44,480303
31	Azalea A	NUI	-	1984	gas	0	12,714258	44,171769
32	Azalea B DR	NUI	-	1987	gas	0	12,720562	44,166817
33	Azalea B PROD	NUI	STCR	1987	gas	0	12,720768	44,166169
34	Barbara A	NUI	-	1978	gas	0	13,803467	44,047208
35	Barbara B	NUI	-	1983	gas	18	13,741427	44,091609
36	Barbara C	FMI	-	1985	gas	42	13,781867	44,076859



37	Barbara D	NUI	-	1986	gas	42	13,809339	44,030369
38	Barbara E	FMI	-	1987	gas	27	13,757562	44,086474
39	Barbara F	NUI	-	1988	gas	42	13,817099	44,050183
40	Barbara G	NUI	-	1992	gas	12	13,79153	44,063905
41	Barbara H	NUI	-	1992	gas	0	13,762702	44,069387
42	Barbara NW	NUI	-	1999	gas	0	13,648827	44,108865
43	Barbara T	NUI	STCR	1985	gas	0	13,781345	44,077277
44	Barbara T2	NUI	STCR	2000	gas	0	13,78203	44,077718
45	Basil	NUI	-	1983	gas	18	13,001086	44,131649
46	Benedetta 1	NUI	-	2006	gas	0	12,581966	44,1794
47	Bonaccia	NUI	-	1999	gas	18	14,359527	43,592497
48	Bonaccia Est 2	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437581	43,578672
49	Bonaccia Est 3	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437583	43,578614
50	Bonaccia NW	NUI	-	2015	gas	0	14,335723	43,599803
51	Brenda PERF	NUI	-	1987	gas	0	13,044925	44,116443
52	Brenda PROD	FMI	STCR	1987	gas	19	13,045114	44,115802
53	Calipso	NUI	-	2002	gas	0	13,863461	43,827416
54	Calpurnia	NUI	-	2000	gas	16	14,153981	43,899535



55	Camilla 2	NUI	SPS	2001	gas	0	14,246376	42,897839
56	Cassiopea 1	NUI	SPS	2008	gas	0	13,732618	36,936642
57	Cervia A	FMI	-	1986	gas	18	12,639005	44,294608
58	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
59	Cervia B	NUI	-	1984	gas	17	12,645428	44,288823
60	Cervia C	NUI	-	1992	gas	12	12,640079	44,30165
61	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
62	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
63	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
64	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
65	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681
66	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
67	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	12	13,249706	44,066931
68	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
69	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755
70	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
71	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
72	Eleonora	NUI	-	1987	gas	17	14,155689	42,840158



73	Elettra	NUI	-	2014	gas	0	14,215197	43,764413
74	Emilio	NUI	-	2001	gas	0	14,243294	42,934945
75	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,23388	42,938165
76	Emma Ovest	FMI	-	1982	gas	31	14,379206	42,808505
77	Fabrizia 1	NUI	-	1998	gas	0	14,00114	43,041377
78	Fauzia	NUI	-	2014	gas	0	13,554058	44,056355
79	Fratello Cluster	NUI	-	1979	gas	0	14,168514	42,610534
80	Fratello Est 2	NUI	-	1980	gas	0	14,172827	42,576845
81	Fratello Nord	NUI	-	1980	gas	0	14,170126	42,648861
82	Garibaldi A	NUI	-	1969	gas	27	12,510457	44,523023
83	Garibaldi A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,51205	44,523727
84	Garibaldi B	NUI	-	1969	gas	27	12,531292	44,487009
85	Garibaldi C	FMI	-	1992	gas	34	12,51528	44,531601
86	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	16	12,546062	44,478183
87	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
88	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
89	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,26955	37,032157



90	Gela Cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
91	Giovanna	NUI	-	1992	gas	39	14,463941	42,768002
92	Giulia 1	NUI	-	1980	gas	0	12,753326	44,13104
93	Guendalina	NUI	-	2011	gas	0	12,881491	44,566435
94	Hera Lacinia 14	NUI	-	1992	gas	0	17,165078	39,058611
95	Hera Lacinia BEAF	NUI	-	1998	gas	0	17,172791	39,061388
96	Jole 1	NUI	-	1999	gas	0	13,926435	43,040959
97	Leonis	FPI	FSO	2009	petrolio	49	14,637158	36,559805
98	Luna 27	NUI	SPS	1987	gas	0	17,214444	39,088056
99	Luna 40 SAF	NUI	SPS	1995	gas	0	17,204166	39,091944
100	Luna A	FMI	-	1976	gas	18	17,181692	39,114236
101	Luna B	FMI	-	1992	gas	14	17,200158	39,084925
102	Morena 1	NUI	-	1996	gas	0	12,482887	44,231073
103	Naide	NUI	-	2005	gas	0	12,745412	44,343275
104	Naomi Pandora	NUI	-	2000	gas	0	12,847416	44,689089
105	Panda 1	NUI	SPS	2002	gas	0	13,623818	37,00661
106	Panda W1	NUI	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,000607



107	Pennina	NUI	-	1988	gas	0	14,163626	43,021356
108	Perla	NUI	-	1981	petrolio	17	14,216245	36,954193
109	Porto Corsini 73	NUI	-	1996	gas	0	12,579101	44,385037
110	Porto Corsini 80	NUI	-	1981	gas	0	12,546216	44,40564
111	Porto Corsini 80 bis	NUI	-	1983	gas	0	12,520281	44,423353
112	Porto Corsini C	NUI	-	1987	gas	19	12,560198	44,391356
113	Porto Corsini M S1	NUI	-	2000	gas	0	12,588897	44,348638
114	Porto Corsini M S2	NUI	-	2001	gas	0	12,576923	44,368807
115	Porto Corsini W A	NUI	-	1968	gas	0	12,359541	44,511783
116	Porto Corsini W B	NUI	-	1968	gas	0	12,373809	44,509278
117	Porto Corsini W C	NUI	-	1987	gas	19	12,372787	44,508964
118	Porto Corsini W T	NUI	STCR	1987	gas	19	12,359295	44,51238
119	Prezioso	NUI	-	1986	petrolio	19	14,045081	37,009175
120	Regina	NUI	-	1997	gas	0	12,840342	44,10492
121	Regina 1	NUI	-	1997	gas	0	12,834209	44,102781
122	Rospo Mare A	NUI	-	1981	petrolio	2	14,970746	42,203712
123	Rospo Mare B	NUI	-	1986	petrolio	4	14,946579	42,213157
124	Rospo Mare C	NUI	-	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657



125	San Giorgio Mare 3	NUI	-	1972	gas	0	13,923748	43,197901
126	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
127	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624
128	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,22899
129	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,59295	42,231768
130	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268
131	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323
132	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,21649
133	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,32096
134	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
135	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
136	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
137	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
138	Vega A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
139	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403
140	Vongola Mare 1	NUI	-	1985	gas	0	13,811731	43,253892



NOTE:

[✓a] Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2019, anche se non più produttive.

[✓b] Dettaglio tipo impianto

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014¹, nella tabella sono state riportate anche le teste pozzo sottomarine, indicando l'anno di installazione, il tipo di fluido prodotto e le coordinate; per uniformità con il sistema di classificazione del Regolamento, ad esse è attribuita l'etichetta NUI (impianto fisso di norma senza personale) e, nel dettaglio sul tipo d'impianto, è riportato l'acronimo SPS (*Subsea Production System*); le teste pozzo sottomarine, al 1° gennaio dell'anno 2019, sono 14: AQUILA 2, AQUILA 3, ARGO 1, ARGO 2, BONACCIA EST 2, BONACCIA EST 3, CAMILLA 2, CASSIOPEA 1, ELENA 1, EMILIO 3, LUNA 27, LUNA 40 SAF, PANDA 1, PANDA W1.

¹ Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014 che stabilisce un formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli operatori e dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli Stati membri.



2. Le FPI (unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi) sono state ulteriormente etichettate con gli acronimi FSO e FPSO per specificarne la tipologia; le *Floating Storage and Offloading unit*, al 1° gennaio dell'anno 2019, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS); non è presente alcuna *Floating Production Storage and Offloading unit* nei mari italiani dopo che, nel 2018 la FIRENZE FPSO è stata disconnessa e temporaneamente rimossa.

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 1° gennaio dell'anno 2019, esse sono 10: AZALEA B PROD, BARBARA T, BARBARA T2, BRENDA PROD, CERVIA K, DARIA B, GARIBALDI K, GARIBALDI T, PORTO CORSINI W T, SAN GIORGIO MARE C.

[✓c] Nota alla voce anno di installazione Si assume che l'anno di installazione faccia riferimento all'anno di avvio della campagna di installazione *offshore*. Si consideri che una piattaforma installata in un certo anno potrebbe essere messa in produzione negli anni successivi: ad esempio, la piattaforma Clara NW è stata installata nel 2015 ma è entrata in produzione nel 2016 [si vedano anche le Note metodologiche in accompagnamento alla Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia - Anno 2016²]

² <https://www.mise.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



[✓d] Nota alla voce coordinate. Le coordinate sono riferite al sistema *World Geodetic System 1984 (WGS84)*.

Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019)

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84	
							longitudine	latitudine
-	-	-	-	-	-	-	-	-

Osservazione: nessuna installazione *offshore* è entrata in funzione durante l'anno 2019.

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019)

Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84		Temporaneo / Permanente
				longitudine	latitudine	
-	-	-	-	-	-	-

Osservazione: nessuna installazione *offshore* è stata dismessa durante l'anno 2019.



Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019) [include le unità mobili di perforazione offshore (MODU) e gli altri impianti non destinati alla produzione]:

Nome o ID	Tipo d'impianto	Anno di costruzione	Numero di letti	Area geografica delle operazioni e durata			
				Zona 1	Durata (mesi)	Zona 2	Durata (mesi)
Key Manhattan	MODU (Jack-Up Drilling Unit)	1980	101	Mare Adriatico	12		

Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2019). Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [✓ e].

a. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti:

2.710.426 h (per confronto anno 2018: 3.669.101 h, anno 2017: 3.045.243 h);

b. Produzione totale: **2,85 MTEP** (per confronto anno 2018: 3,311 MTEP, anno 2017: 4,217 MTEP);

Produzione di petrolio a mare: **0,45 MTEP** (per confronto anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2018, 2017: 0,72 MTEP);



Produzione di gas a mare: **2,93 GSMC** (per confronto anno 2018: 3,38 GSMC, anno 2017: 4,27 GSMC).

NOTA [✓e]. Nota sulle informazioni a fini della normalizzazione dei dati

1. Ai fini del Regolamento UE n. 1112/2014 per “normalizzazione” si intende una trasformazione applicata uniformemente a tutti gli elementi di un insieme di dati in modo da conferire alcune specifiche proprietà statistiche.
2. Le fonti dei dati per la produzione di idrocarburi sono:
 - il database UNMIG della DGISSEG (Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari) del Ministero dello Sviluppo Economico;
 - l’UNMIG *datobook* 2020 (attività 2019) pubblicato dalla DGISSEG del Ministero dello Sviluppo Economico.
3. Il valore della produzione di idrocarburi in megatonnellate di petrolio equivalenti (MTEP) è stato calcolato - per le sole esigenze di normalizzazione dei dati di questa relazione - sulla base sulle seguenti assunzioni:



- Il riferimento per la definizione di TEP è la formulazione della *International Energy Agency*, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a 10^7 kcal ovvero a 41,868 GJ;
- Il valore convenzionalmente attribuito al potere calorifico inferiore del gas naturale è pari a 8.190 kcal/m³, in continuità con quanto fatto nelle edizioni precedenti della relazione;

4. Con il simbolo SMC si intende lo standard metro cubo, ovvero l'unità di misura della quantità di sostanza gassosa contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 °C) e di pressione (pressione atmosferica pari a 1 atm ovvero a 101.325 Pa).

5. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono stati trasmessi dagli operatori alla Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari del Ministero dello Sviluppo Economico.

2.1.2 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2019) son riportati in Tabella :



Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
191	168	71

NOTA [✓f] Dati sulle ispezioni in mare

- Colonna 1. Per Numero di ispezioni in mare si intende il numero di sopralluoghi ispettivi effettuati a bordo degli impianti *offshore* nell'anno di riferimento.
- Colonna 2. Per giorni-uomo sugli impianti si intende la somma dei giorni impiegati da ogni ispettore per effettuare i sopralluoghi ispettivi sugli impianti, non considerando i tempi di viaggio; se gli impianti sono sufficientemente vicini, nello stesso giorno possono essere svolti sopralluoghi ispettivi su impianti diversi.
- Colonna 3. Con Numero di impianti ispezionati si intende il numero di impianti, differenti tra di loro, che sono stati ispezionati



2.1.3- Dati relativi agli incidenti

Nel corso del 2019 si sono verificati due eventi³, dei quali uno classificato come incidente grave, che sono stati comunicati ai sensi dell'allegato IX del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea.

In particolare, il primo incidente è occorso il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F (Eni). L'incidente definito di tipo grave, che ha comportato il decesso di un operario e il ferimento grave di altri due operai, è avvenuto durante lo scarico di un serbatoio vuoto di azoto (peso 7 ton) dalla piattaforma al ponte del *Supply Vessel Aline B*. Si è verificato il cedimento strutturale del tronchetto flangiato sottostante la ralla della piattaforma su cui era installata la gru di sollevamento carichi, causando la caduta in mare della gru e della relativa cabina di comando. Non si sono verificate esplosioni o incendi. In Allegato 3 si riporta la documentazione acquisita ai sensi del Regolamento UE 1112.

³Per evento s'intende "an incident that requires to be reported under Annex I of the Implementing Regulation" (EUOAG, Guidance Document on Commission Implementing Regulation (EU) N.1112/2014, Part 2-Definitions, pag.5 [<https://euoag.jrc.ec.europa.eu/node/11>]), ovvero un incidente – ma più in genere un episodio accidentale anche solo potenzialmente critico per la sicurezza – che richiede di essere comunicato all'Autorità Competente, quando rientra in una o più categorie descritte nella Direttiva e specificate operativamente nell'Allegato I del Regolamento UE n. 1112/2014.



Il secondo incidente è occorso il 24 maggio 2019 a seguito di un urto del *Jack-up Key Manhattan* con la piattaforma di produzione Annabella (Eni). Per l'incidente non sono stati rilevati danni a persone o impatti ambientali. In Allegato 4 si riporta la documentazione acquisita ai sensi del Regolamento UE 1112.

2.1.4- Categorie di incidenti ai sensi del Reg. UE 1112/2014 [✓g]

Ai sensi dell'allegato IX del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea, sono state comunicate categorie incidentali riportate nella sottostante Tabella:

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi ore lavorate	N. eventi ktep
a) Rilasci accidentali	0	0	0
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammati - Incendi</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammati - Esplosioni</i>	-	-	-
<i>Rilasci di gas non infiammato</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio non infiammato</i>	-	-	-
<i>Rilasci di sostanze pericolose</i>	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	0	0	0
<i>Eruzioni</i>	-	-	-
<i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso</i>	-	-	-



<i>Guasto di una barriera del pozzo</i>	-	-	-
c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
d) Perdita di integrità strutturale	2	0,738*10⁻⁶	0,702*10⁻³
<i>Perdita di integrità strutturale</i>	2	0,738*10 ⁻⁶	0,702*10 ⁻³
<i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i>	-	-	-
<i>Perdita di stazionarietà</i>	-	-	-
e) Collisione di una nave	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
f) Incidenti di elicottero	0	0	0
g) Incidenti mortali (solo se in relazione a un incidente grave)	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
h) Infortuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
i) Evacuazioni di personale	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
j) Incidenti ambientali	0	0	0

NOTA [✓g]: La colonna “numero di eventi” nella tabella si riferisce al numero di eventi per categoria. Come indicato nell’Allegato I del Regolamento UE n. 1112/2014, per descrivere al meglio ogni singolo evento è possibile specificare, per ognuno di esso, anche più di una categoria. Nella colonna “numero di eventi” è



stato assegnato il valore 1 ad ogni categoria che descrive un singolo evento⁴; per questo motivo, se durante l'anno di riferimento si sono registrati eventi multi-categoria, è normale che la somma dei valori della colonna numero di eventi (per categoria) nella tabella soprastante sia maggiore del valore del numero di eventi accaduti.

2.1.5- Numero totale di decessi e infortuni [✓h] (**)

	Numero	Valore normalizzato
Numero totale di decessi	1	0,369 *10 ⁻⁶
Numero totale di infortuni gravi	9	3,32 *10 ⁻⁶
Numero totale di infortuni	16	5,90 *10 ⁻⁶

(**) Numero totale ai sensi della direttiva 92/91/CEE

NOTA [✓h]. Numero totale di decessi e infortuni.

1. Nella relazione, con il termine "infortunio" s'intende un infortunio rilevato a fini statistici ovvero un accadimento che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni oppure che ha avuto un esito fatale. Sono considerati

⁴ Si supponga che in un anno avvengano m eventi; se la cella della tabella al paragrafo 2.1.4 ha valore n, significa che n eventi tra gli m accaduti, sono descritti dalla specifica categoria Ci; ogni evento può essere descritto da più categorie C₁, C₂...



lievi gli infortuni con assenza fino a 30 giorni; gravi gli infortuni con assenza superiore a 30 giorni.

2. Per “numero totale di infortuni” si intende la somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi che si sono verificati nel 2019.
3. Nel 2019 sono stati registrati 16 infortuni, 11 dei quali sono si sono verificati nel corso di attività tipiche del settore *O&G* (1 fatale, 6 gravi e 3 lievi): in particolare un unico incidente ha causato un infortunio con esito fatale e due infortuni gravi; tra gli accadimenti *O&G* del 2019 si registra anche 1 infortunio lieve avvenuto nel corso di attività subacquee. I rimanenti 5 infortuni (3 gravi e 2 lievi) non sono riconducibili ad attività prettamente *O&G* ma hanno comunque coinvolto personale presente sulle piattaforme, anche al di fuori del turno di lavoro.

2.1.6- Guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) [✓i]

SECE	Numero di guasti ai SECE associati a incidenti gravi
a) Sistemi di integrità strutturale	1
b) Sistemi di contenimento del processo	0
c) Sistemi di prevenzione incendi	0
d) Sistemi di rilevamento	0
e) Sistemi di limitazione per il contenimento del processo	0
f) Sistemi di protezione	0
g) Sistemi di blocco	0



h) Ausili alla navigazione	0
i) Macchine rotanti – generatori di potenza	0
j) Attrezzature di evacuazione e salvataggio	0
k) Sistemi di comunicazione	0
l) Altri	0

NOTA [✓i]: Per guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE), la categorizzazione di ogni evento viene comunicata sulla base delle prime osservazioni effettuate dopo l'accadimento dello stesso, secondo quanto disposto dal Regolamento UE N.1112/2014 per le finalità di rendicontazione statistica; la dinamica dell'incidente potrà essere ricostruita solo a conclusione di indagini tecniche approfondite e dei relativi seguiti.

2.1.7- Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

Ai sensi dell'allegato IX del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea, la sottostante Tabella, relativa alle Cause dirette e alla radice di incidenti gravi, non è stata compilata perché le indagini tecniche condotte dalla Autorità Giudiziaria relative all'incidente grave, ricordato in precedenza, sono tuttora in corso.



Cause	Numero di incidenti	Cause	Numero di incidenti
a) Cause connesse alle attrezzature	/	c) Errore procedurale/organizzativo	/
<i>Guasto per difetto di progettazione</i>	/	<i>Valutazione/percezione del rischio inadeguata</i>	/
<i>Corrosione interna</i>	/	<i>Istruzioni/procedure inadeguate</i>	/
<i>Corrosione esterna</i>	/	<i>Mancata conformità alla procedura</i>	/
<i>Guasto meccanico da fatica</i>	/	<i>Mancata conformità al permesso di lavoro</i>	/
<i>Guasto meccanico da usura</i>	/	<i>Comunicazione inadeguata</i>	/
<i>Guasto meccanico da materiale difettoso</i>	/	<i>Competenze personali inadeguate</i>	/
<i>Guasto meccanico (nave/elicottero)</i>	/	<i>Supervisione inadeguata</i>	/
<i>Guasto strumentazione</i>	/	<i>Organizzazione della sicurezza inadeguata</i>	/
<i>Guasto del sistema di controllo</i>	/	<i>Altro</i>	/
<i>Altro</i>	/		
b) Errore umano – Errore operativo	/	d) Cause meteorologiche	/
<i>Errore operativo</i>	/	<i>Vento superiore alle specifiche di progettazione</i>	/
<i>Errore di manutenzione</i>	/	<i>Moto ondoso superiore alle specifiche di progettazione</i>	/
<i>Errore di collaudo</i>	/	<i>Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione</i>	/
<i>Errore di ispezione</i>	/	<i>Presenza di ghiaccio/iceberg</i>	/



<i>Errore di progettazione</i>	/	<i>Altro</i>	/
<i>Altro</i>	/		

2.1.8 Innovazioni normative

Legge 3 maggio 2016, n. 79. *Ratifica ed esecuzione di accordi in materia ambientale.*

La legge introduce nell'ordinamento italiano il Protocollo siglato alla Valletta il 25 gennaio 2002, relativo alla cooperazione in materia di prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi e di risposta in caso di situazioni critiche di inquinamento nel Mare Mediterraneo. Essa stabilisce l'importanza della cooperazione per prevenire, ridurre e controllare l'inquinamento dell'ambiente marino, anche attraverso un'azione rapida ed efficace a livello nazionale, regionale e sub regionale, attraverso il metodo della valutazione dell'impatto ambientale e nel rispetto sia del principio di precauzione che del principio per il quale «chi inquina paga».



Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016.

Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145.

Il decreto determina le modalità di funzionamento e le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle relative funzioni del Comitato quale autorità competente designata in attuazione della Direttiva recepita dal D.Lgs. 145/2015, anche nelle sue articolazioni sul territorio dei Comitati periferici. Inoltre, esso stabilisce il sistema sanzionatorio applicabile in caso di infrazioni di cui all'art. 32 del D.Lgs. 145/2015 ed i criteri di ripartizione delle attività dello stesso Comitato.

Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. *Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.*

Il decreto definisce i principi per una strategia integrata di pianificazione delle attuali e future attività marittime, riguardanti settori diversi quali l'energia, il trasporto marittimo, la pesca, l'estrazione di materie prime e il turismo, al fine di garantire una gestione efficace delle stesse ed una "economia blu" competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse. Lo stesso specifica, inoltre, che la pianificazione dello spazio marittimo è attuata sulla base di piani di gestione, strumenti fondamentali per



programmare sia l'utilizzo dell'ambiente marino sia la distribuzione spaziale e temporale delle attività e delle strutture *offshore* che possono comprendere, tra l'altro, le infrastrutture per l'energia rinnovabile e per l'esplorazione, la coltivazione ed il trasporto di idrocarburi.

Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016. *Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.*

Con tale decreto viene aggiornato il quadro normativo che regola le procedure amministrative per il rilascio e l'esercizio dei titoli di prospezione, ricerca e sfruttamento degli idrocarburi liquidi e gassosi. Esso è armonizzato con le modifiche già introdotte dal Decreto Ministeriale 30 ottobre 2015, che, in ottemperanza al D.Lgs. 145/2015, ha definito la separazione tra le funzioni di regolamentazione, relative alla sicurezza del settore *oil&gas*, e le funzioni afferenti il rilascio di titoli per le risorse energetico-minerarie.

Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104. *Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1*



e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.

In attuazione della Direttiva europea 2014/52/UE, il decreto legislativo interviene sulla disciplina delle procedure di valutazione di impatto ambientale dei progetti relativi alle attività *upstream*. In particolare, sono state apportate modifiche agli allegati della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 specificando le opere o le attività da sottoporre a VIA statale, introducendo tra queste anche i rilievi geofisici attraverso l'uso della tecnica *airgun* o di esplosivo. L'art. 25, comma 6, affida al Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dei beni e delle attività culturali e del turismo, l'adozione di linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali.

Decreto Legislativo 15 novembre 2017, n. 183 *Attuazione della direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni*



nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170.

Ai sensi dell'art. 1, comma 10, lett. d), non costituiscono medi impianti di combustione le turbine a gas e motori a gas e diesel usati su piattaforme *offshore*.

Decreto Interministeriale 23 gennaio 2017 *Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi appoggio.*

Il decreto adottato dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, si inserisce nel solco del principio di precauzione ambientale enunciato dall'art. 191 del TFUE e di tutela dell'ambiente marino mediterraneo stabilendo una disciplina molto rigorosa delle procedure per il riconoscimento dell'idoneità dei prodotti da impiegare in mare, tenuto conto dei potenziali impatti sull'ambiente marino. In detto decreto si sottolinea la necessità di ricorrere prioritariamente alla raccolta meccanica degli inquinanti e all'uso dei prodotti assorbenti rispetto ai prodotti disperdenti e agli assorbenti non inerti, il cui impiego è da ritenersi eccezionale. L'evoluzione tecnologica del settore ha imposto di aggiornare le dotazioni e scorte che devono essere



disponibili su ciascuna piattaforma, sulle navi appoggio e in terraferma per combattere gli effetti dannosi in caso di inquinamenti accidentali.

Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 *Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi (Allegato 5).*

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico è stato adottato in attuazione del D.Lgs. 145/2015 che, in recepimento della Direttiva, prevede sia applicato il meccanismo della consultazione tripartita tra il Comitato per la sicurezza offshore, gli operatori del settore e le rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative per le seguenti attività: (i) partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi; (ii) definizione di linee programmatiche e di azione relative al sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente. Detto decreto stabilisce: (1) le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori; (2) i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'art.2, comma 1, lett. h), del D.Lgs. 145/2015 e per la consultazione periodica.

Decreto Ministeriale 9 agosto 2017 *Adeguamento del decreto 7 dicembre*



2016 "Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale" alla sentenza della Corte costituzionale n. 170 del 2017.

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico ha modificato il DM del 7 dicembre 2016 di disciplina delle procedure di rilascio e di gestione dei titoli minerari, ivi compreso il titolo unico ex art. 38 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164 (c.d. "Decreto Sblocca Italia"). Diverse Regioni italiane (Abruzzo, Marche, Puglia, Lombardia, Veneto, Campania e Calabria) hanno promosso ricorso di legittimità costituzionale avverso l'art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia dinanzi la Corte Costituzionale che, con sentenza n. 170 del 2017, ne ha dichiarato l'incostituzionalità nella parte in cui non ha previsto l'intesa regionale nel procedimento finalizzato all'adozione del disciplinare tipo sul titolo concessorio unico. Al fine di tener conto dei principi enunciati dalla Corte, il DM del 9 agosto 2017 ha quindi stralciato dal DM 7 dicembre 2016 ogni riferimento al titolo concessorio unico ed ha conferito mandato alla DGS-UNMIG ed alla DGSAIE di adottare il disciplinare tipo ex art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia, tenendo conto della decisione della Corte e quindi garantendo la piena partecipazione regionale nella predisposizione della normativa tecnica.



Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017

Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.

In attuazione della direttiva 2014/89/UE, il DPCM disciplina la pianificazione dello spazio marittimo, nel quadro della politica marittima integrata (PMI) dell'Unione europea, individuando modalità e termini per l'elaborazione dei Piani di gestione dello spazio marittimo.

Legge 11 febbraio 2019, n. 12 *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione.*

Con l'art. 11-ter (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee) della legge 12/2019 è stata introdotta la pianificazione delle aree idonee, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, per lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse siano compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. Con particolare riferimento alle aree marine, il piano (c.d. PiTESAI), oltre a



tener conto di eventuali pianificazioni già in essere, deve considerare anche i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste. Nel PiTESAI devono altresì essere indicati i tempi e i modi per la dismissione delle installazioni che abbiano cessato le loro attività e per il ripristino dei relativi luoghi. Il PiTESAI deve essere adottato entro febbraio 2021, previa valutazione ambientale strategica; fino a febbraio 2021: (1) proseguono i procedimenti in corso per il conferimento di nuove concessioni di coltivazione; (2) non è consentita la presentazione di nuove istanze di concessioni di coltivazione; (3) sono sospesi i procedimenti amministrativi in corso per il conferimento di nuovi permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi; (4) sono sospese le attività in essere di prospezione e ricerca di idrocarburi, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività. Alla data di adozione del PiTESAI, nelle aree in cui le attività legate agli idrocarburi risultino compatibili con le previsioni del Piano, i titoli minerari sospesi riprendono efficacia. Nelle aree non compatibili saranno invece rigettate le istanze presentate e revocati i permessi in essere, con l'obbligo per il titolare del ripristino dei siti; le attività di coltivazione proseguono invece fino alla scadenza del titolo e non sono ammesse nuove istanze di proroga. La stessa



norma prevede infine l'aumento dei canoni minerari, a decorrere dal 1° giugno 2019.

Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 *Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*

Le Linee guida sono state adottate in applicazione dell'art. 25, comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante «Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114». Il provvedimento definisce le procedure di *decommissioning* delle piattaforme e delle infrastrutture connesse, a servizio di impianti minerari, situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nell'ambito di concessioni di coltivazione di giacimenti di idrocarburi ormai esauriti o non più utilizzabili. L'obiettivo delle Linee guida è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria delle piattaforme offshore, affinché l'intero processo sia compatibile sotto il profilo ambientale e sociale, nel rispetto della Strategia Marina, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibile. Tra le disposizioni, l'obbligo per le società titolari di concessioni



minerarie di comunicare, entro il 31 marzo di ogni anno, al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, allegando una relazione tecnica descrittiva sullo stato degli impianti. Il MiSE, acquisiti i pareri del Ministero dell'Ambiente e il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, pubblica entro il 30 giugno di ogni anno la lista delle piattaforme in dismissione e in particolar modo quelle che possono essere riutilizzate. Possono essere quindi valutati e promossi anche eventuali usi alternativi innovativi delle piattaforme, in un'ottica di economia circolare e crescita blu. Le società e gli enti interessati al riutilizzo di una piattaforma in dismissione per scopi diversi dall'attività mineraria possono presentare il proprio progetto entro 12 mesi dalla pubblicazione dell'elenco. Le istanze presentate saranno valutate dall'Amministrazione competente, sulla base di specifici criteri quali l'innovazione, le ricadute socio-economiche, la sostenibilità e i tempi di esecuzione.

Decreto Legge 26 ottobre 2019 n. 124, convertito con modificazioni dalla Legge 19 dicembre 2019, n. 157 *Disposizioni urgenti in materia fiscale e per esigenze indifferibili.*



L'articolo 38 del D.L. 124/2019, al fine di superare l'annoso contenzioso nazionale in materia, introduce a decorrere dal 2020 l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi), intendendosi come tali le strutture emerse destinate alla coltivazione di idrocarburi, site nel mare territoriale. La base imponibile dell'imposta è calcolata tenendo conto delle scritture contabili, dato che i cespiti in argomento non sono oggetto di inventariazione negli atti del catasto nazionale. Il gettito del nuovo tributo è destinato in parte allo Stato e in parte ai Comuni.

Legge 27 dicembre 2019 n. 160 *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.*

L'art. 1, comma 736, della Legge 160/2019 modifica la disciplina sulle *royalties* (di cui all'art. 19 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625) dovute dai titolari delle concessioni di coltivazione, eliminando l'esenzione pervista per i primi 20 milioni di metri cubi standard di gas e 20.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in terraferma, e per i primi 50 milioni di metri cubi standard di gas e 50.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in mare. A partire dal 1 gennaio 2020, inoltre, le esenzioni dal pagamento delle *royalties* previste per tener conto delle marginalità



economiche nonché degli oneri di produzione, compresi quelli di trattamento e trasporto, si applicano unicamente alle concessioni di coltivazione con una produzione annua inferiore o pari a 10 milioni di metri cubi standard di gas in terraferma e con una produzione inferiore o pari a 30 milioni di metri cubi standard di gas in mare. Il versamento dell'aliquota di prodotto precedentemente oggetto di esenzione è effettuato in forma cumulativa, per tutte le concessioni delle quali il soggetto passivo d'imposta è titolare, presso la Tesoreria centrale dello Stato.

2.2 Attività del Comitato

Il Comitato si è insediato in data 9 maggio 2017 e alle 5 sedute del 2017 (per le quali si rimanda alla Relazione 2016-17), si sono aggiunte 4 sedute del 2018, e 3 sedute nel corso del 2019 di cui si riassumono i punti fondamentali dei lavori svolti e le determinazioni assunte.

20 MAGGIO 2019

(1) Informativa su incidente avvenuto su impianto Barbara F in data 5 marzo u.s.; (2) Informativa su EU Pilot n.2019/9396 - recepimento della



Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nell'ordinamento giuridico italiano; (3) Aggiornamento su stato approvazione Relazioni Grandi Rischi; (4) Memorandum programma ispettivo del Comitato centrale per l'anno 2019 - 2020, così come previsto nella "Strategia d'azione e priorità programmatiche annuali" approvata nella riunione del Comitato del 27 luglio 2017; (5) Relazione alla Commissione UE di cui al Regolamento 1112/2014 per l'anno 2018;

27 SETTEMBRE 2019

Riunione della Commissione di Consultazione Tripartita che vede la partecipazione del Comitato, delle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative FILCTEM CGIL, FEMCA CISL e UILTEC e degli operatori Eni S.p.A., Edison E.&P. S.p.A. ed EniMed S.p.A.. Sono state analizzate le problematiche emerse a seguito dell'incidente grave occorso (5 marzo 2019) sulla Piattaforma "Barbara F", e all'urto occorso (24 maggio 2019) tra il *Jack-up Key Manhattan* e la piattaforma di produzione "Annabella".



9 OTTOBRE 2019

(1) Informativa del Presidente su esiti della “riunione iniziale di consultazione tripartita” prevista per il giorno 27 settembre 2019 con i rappresentanti degli operatori e dei rappresentanti dei lavoratori; (2) Valutazione a norma del Regolamento 1112/2014 dei seguenti eventi incidentali: (2.1) Evento del 5 marzo 2019: “A.C7.AS” – Piattaforma “Barbara F”; (2.2)- Evento del 24 maggio 2019: “A.C18.AG” – “*Jack Up Key Manhattan*–Piattaforma “Annabella”; (3) Esame della proposta di lavoro per un «Memorandum sulle azioni ispettive e indagini congiunte del Comitato *Offshore*” presentato in occasione del Comitato *Offshore* del 20 maggio 2019; (4) Aggiornamento su stato approvazione Relazioni Grandi Rischi; (5) Relazione alla Commissione UE di cui al Regolamento 1112/2014 per l’anno 2018.

2.3 Attività dei Comitati periferici

A livello periferico, le Sezioni UNMIG territorialmente competenti hanno avviato ai sensi dell’art. 9, commi 2 e 3, del D.P.C.M. 27 settembre 2016 le istruttorie afferenti le relazioni grandi rischi (RGR), trasmettendo le



valutazioni di pertinenza al Comitato e alla DGS-UNMIG (diventata successivamente DGISSEG-UNMIG) per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 9, 9 e 7 volte, valutando rispettivamente 27, 31 e 10 relazioni grandi rischi (compresi i gruppi di impianto; le relazioni grandi rischi presentate entro i termini di legge (18 agosto 2018) ammontano a 68, di cui 7 per gruppi di impianto aventi stesse caratteristiche ed 1 per impianto *Jack-up* di perforazione; le relazioni grandi rischi presentate sono relative a tutti gli impianti esistenti (n. 138, più n. 2 unità galleggianti di stoccaggio (FSO), più n. 1 *jack up* (JU) di perforazione).

2.4 Attività in collaborazione con la Commissione europea

In ordine alla revisione della Direttiva, valle della consultazione pubblica conclusasi il 21 dicembre 2018 di cui si è riferito nella Relazione di questo Comitato al Parlamento per l'anno 2018, non si sono avuti riscontri. Rimangono valide le osservazioni che questo Comitato ha raccolto a valle di una consultazione tra le principali Autorità nazionali (si veda Relazione 2018). In particolare, si evidenziano nuovamente: (1) le aree di miglioramento futuro, (2) l'analisi costi e benefici, (3) la partecipazione



pubblica, (4) la dismissione degli impianti, (5) la sicurezza informatica e da minacce esterne, (6) la responsabilità civile, (7) le garanzie finanziarie.

Infine, nell'ambito della collaborazione con la Commissione europea, è stata predisposta la "Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2018)" di cui si riferisce al par. 3.1.4.

2.5 Ulteriori attività

Continua il lavoro del Comitato - attraverso la *partnership* del *Network* CLYPEA per la sicurezza offshore della DGS UNMIG - orientando il proprio impegno verso l'ottimizzazione dei risultati scientifici di settore e alla promozione, dove possibile, dell'adozione delle migliori pratiche anche attraverso l'introduzione di sistemi tecnologicamente avanzati. Un gruppo di lavoro, appositamente costituito, garantisce che i principali obiettivi raggiunti nell'ambito degli accordi in essere tra la DGS UNMIG e diversi Enti/Istituti convergano e siano recepiti all'interno delle procedure amministrative di competenza. Sono stati al riguardo sviluppati progetti innovativi in ambito energetico attraverso competenze ed esperienze



tecnologiche maturate al servizio di istituzioni e imprese per le sfide della transizione energetica.

Attraverso il *Network* CLYPEA si sono organizzati due *Workshop* a Ravenna nel marzo 2019 nell'ambito della *Offshore Mediterranean Conference* (OMC-19) sui seguenti temi:

- *“I primi anni di implementazione della Direttiva Offshore in Italia”*, occasione per tracciare un bilancio degli sforzi e delle esperienze dei primi anni di applicazione della Direttiva e delle Attività del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;
- *“Futuro delle piattaforme: decommissioning e blue economy”*, con il punto sullo stato dell'arte delle attività portate avanti sul riuso delle piattaforme alla luce del recente DM 15 febbraio 2019 *“Linee Guida Nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture”*.

Una rassegna dei progetti condotti dal *Network* e presentati a OMS-19 è consultabile agli indirizzi:

<https://unmig.mise.gov.it/images/notizie/programma-eventi-dgsunmig-omc-2019.pdf>



https://unmig.mise.gov.it/images/omc2019/Programma_LIGHTNING_TALKS_ON_CLYPEAS_PROJECTS.pdf

2.6 Prospettive future

In seno al Comitato, continua a emergere l'esigenza di analizzare le possibili interazioni *safety/security* riferibili alle attività minerarie *offshore*, al fine di valutare le eventuali competenze ascrivibili al Comitato anche in materia di *security*. Pur facendo riserva di ulteriori approfondimenti, con il possibile coinvolgimento di altri soggetti pubblici già deputati per competenza, all'attualità si è ritenuto ancorare l'attività del Comitato agli aspetti industriali delle operazioni e degli impianti di produzione, con discendente interessamento per la sola *safety*.

Punti condivisi di riflessione e in attesa di risposta sono:

- Il D.Lgs. 145/2015 non assegna al Comitato, quale *competent authority* ex Direttiva, funzioni in materia di *security*, coerentemente alla disciplina della direttiva e alla sua trasposizione nel relativo decreto legislativo di attuazione che si riferisce alla sicurezza (come *safety*) delle



operazioni industriali e all'intero ciclo di vita degli impianti offshore (dalla progettazione, alla dismissione e all'abbandono definitivo)

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva – per la quale si è conclusa la fase di consultazione – e tra le tematiche proposte figurerebbe anche quella relativa alla *security* delle piattaforme *offshore*. Ciò a conferma dell'assunto che, ad oggi, il vigente assetto normativo europeo nel settore degli idrocarburi e, per derivazione, quello dello Stato membro Italia si occupano della sola *safety* e che un'estensione anche agli aspetti di *security* – con eventuali attribuzioni alla *competent authority* e, quindi, al Comitato - necessita di una modifica della Direttiva da recepirsi, poi, nella normativa nazionale.
- Rimane aperta nel Comitato una questione relativa alle tipologie di spese che possono essere coperte nell'ambito della disponibilità economica conseguente al versamento da parte degli Operatori dell'1 per mille delle opere da realizzare a mare. In particolare, la questione concernente il rimborso delle spese per attività ispettive, sembra ricorrere una incongruenza normativa fra quanto previsto dai commi 7 e 9 dell'art. 8 del D.lgs. n. 145/2015, laddove rispettivamente il legislatore dispone che "Ai componenti del Comitato non è dovuto alcun compenso o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad



essi attribuite” e, al contempo “Le spese sostenute dal Comitato nello svolgimento dei propri compiti, a norma del presente decreto, sono poste a carico degli operatori.....”. La questione, che riveste particolare rilevanza tenuto conto della necessità di controlli ispettivi di sicurezza sulle installazioni da parte del Comitato, è stata posta all’attenzione dei Uffici legislativi sia del Ministero dell’Economia e Finanza, sia di quello dello Sviluppo Economico ed è tuttora in attesa di chiarimenti (Allegato 6).

PARTE III DOCUMENTI

3.1 Documenti originati dal Comitato

Il Comitato, sin dal suo insediamento, ha provveduto a redigere ed approvare i documenti strumentali allo svolgimento delle proprie funzioni, ed esattamente:



3.1.1 La strategia d'azione e le priorità programmatiche annuali approvata nel corso della riunione del 27 luglio 2017 (in accordo con l'art. 21 del D.Lgs 145/15), secondo il testo che si riporta integralmente.

Le priorità di azione

- a. per gli **impianti esistenti** l'adeguamento è stato previsto per 19/07/2018, sarà pertanto emanata una circolare alle società interessate richiamando gli adempimenti relativi alla presentazione delle Relazioni Grandi Rischi per gli impianti esistenti;
- b. tenuto conto della mole delle Relazioni Grandi Rischi che verranno presentate, verrà concesso stabilire la possibilità di presentare le RGR per gruppi di impianti art. 9 comma 5 del DPCM secondo casistiche (per esempio tutti gli impianti che fanno riferimento ad una stessa concessione, gruppi di impianti connessi ecc.);
- c. trattazione prioritaria degli impianti di produzione olio per il loro maggior impatto ambientale in caso di sversamenti;
- d. raccolta della documentazione in ordine alla effettuazione di esercitazioni in risposta ad emergenze esterne.



Ispezioni

Le ispezioni saranno operate sia da parte del Comitato periferico sia da parte del Comitato centrale, compatibilmente alle disponibilità economiche che saranno messe a disposizione per le attività di funzionamento del Comitato così come previsto al comma 9, art. 8 del D.lgs 145/2015.

- Ispezioni per il Comitato periferico:

- a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, secondo quanto indicato nel DPCM:
 - i. per le comunicazioni, una eventuale visita preliminare da parte del Comitato periferico, tutto ciò unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96 che prevedono specifiche autorizzazioni;
 - ii. per l'accettazione RGR, almeno una visita preventiva da parte della Sezione UNMIG competente e una visita preliminare da parte del Comitato Periferico, unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96;



- b. per gli impianti di produzione, successivamente con cadenza biennale dalla data di accettazione della RGR da effettuarsi unitamente alle eventuali verifiche periodiche effettuate dalle commissioni ex art. 40 DPR 886/79 e ex art. 90 – 93 DPR 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;
- c. per gli impianti non destinati alla produzione, ispezioni ordinarie nel corso delle attività da parte dei singoli organi di vigilanza secondo le proprie competenze, UNMIG, CP e VVF (in modo congiunto e non) e, su richiesta del Comitato periferico, in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

- Ispezioni per il Comitato Centrale:

- a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, sia su propria iniziativa in caso di particolari tipologie e complessità delle attività, sia su richiesta dei Comitati periferici;
- b. per gli impianti di produzione ad olio, una visita annuale; per gli impianti di produzione a gas, che presentino situazioni particolari, una visita annuale. Per gli impianti di produzione a gas è prevista, inoltre una visita ispettiva a campione annuale;



c. per gli impianti non destinati alla produzione, compatibilmente con l'operatività, ispezioni ordinarie in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

3.1.2 La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb) del D.Lgs 145/2015 approvata nella seduta del 27 luglio 2017. In essa sono riportate le tipologie di attività da considerare quali modifiche non sostanziali per le operazioni riguardanti gli impianti di produzione, quelle non destinate alla produzione, le operazioni di pozzo e combinate. Per queste attività, l'operatore trasmette alla sola sezione UNMIG competente per territorio la documentazione tecnica pertinente.

3.1.3 Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui grandi rischi approvate nella seduta del 10 ottobre 2017. Il documento è il risultato del confronto con tutte le parti interessate, condotto anche da un apposito Gruppo di Lavoro istituito in seno alla Conferenza nazionale sulla Valutazione e Gestione del Rischio.



3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (Allegato 7), a norma degli artt. 24, commi 1 e 2, e 25, commi 1 e 2, del D.Lgs 145/2015 inviata alla Commissione europea ad Ottobre 2019. Tale relazione (per l'anno 2018) costituisce una programmata analisi comparata a livello europeo e consente alla Commissione europea di mettere a confronto, secondo parametri omogenei, diverse informazioni relative agli impianti, ai riferimenti normativi e alle prestazioni delle operazioni in mare dei Paesi membri.

3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA

Nella riunione del 27 ottobre 2019 si è tenuta una Riunione della Commissione di Consultazione Tripartita quale naturale prosecuzione del dialogo tra le Parti ove continua a manifestarsi responsabilità verso gli aspetti di sicurezza delle attività a mare, consentendo una gestione aggiornata e condivisa delle questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. In particolare, nella riunione sono state analizzate le problematiche emerse a seguito dell'incidente grave occorso nella primavera passata sulla Piattaforma













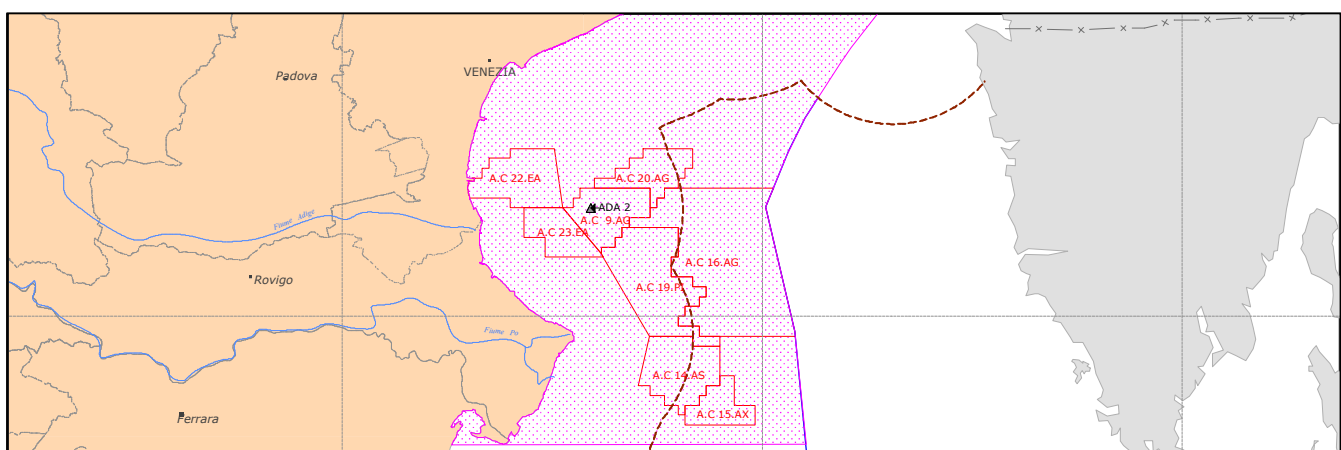
“Barbara F”, e all’incidente occorso tra il *Jack-up Key Manhattan* e la piattaforma “Annabella”, allo scopo di pervenire a un efficace aggiornamento delle norme e delle linee guida sulle migliori pratiche ai fini della prevenzione degli incidenti gravi. Tenuto conto che la problematica inerente l’incidente occorso riveste carattere generale e che l’eventuale formulazione di nuovi standard e strategie di prevenzione riguardano tutti gli operatori nell’*offshore* italiano, si è discusso sulle misure di sicurezza, sugli standard e strategie attuate a seguito dell’incidente, come pure dell’informazione e del coinvolgimento delle rappresentanze sindacali immediatamente a valle dell’incidente stesso. Le rappresentanze sindacali hanno da un lato confermato di esser state coinvolte e dialogato sin da subito con l’Operatore (Eni S.p.A.), dall’altro si sono fatte portavoce dell’opportunità di dare maggiore risalto agli aspetti relativi a una continua formazione e addestramento del personale, come pure di una costante attività di *audit* sugli aspetti di salute, sicurezza e ambiente (anche in riferimento alla prosecuzione dell’attuazione dei piani di manutenzione interni e dei collaudi). A seguito della discussione, è emersa unanimemente l’utilità di apertura di una Consultazione Tripartita, secondo le modalità previste dall’art. 5 del D.M. 5 luglio 2016 e dell’art. 3 degli accordi tripartiti sottoscritti, allo scopo di pervenire all’aggiornamento (entro il mese di

gennaio 2020) dei Documenti di Consultazione tripartita tripartita approvati al 2019 e in particolare, per EniMed (Allegato 8), Eni (Allegato 9) ed Edison (Allegato 10).

Carte titoli vigenti e relativi impianti

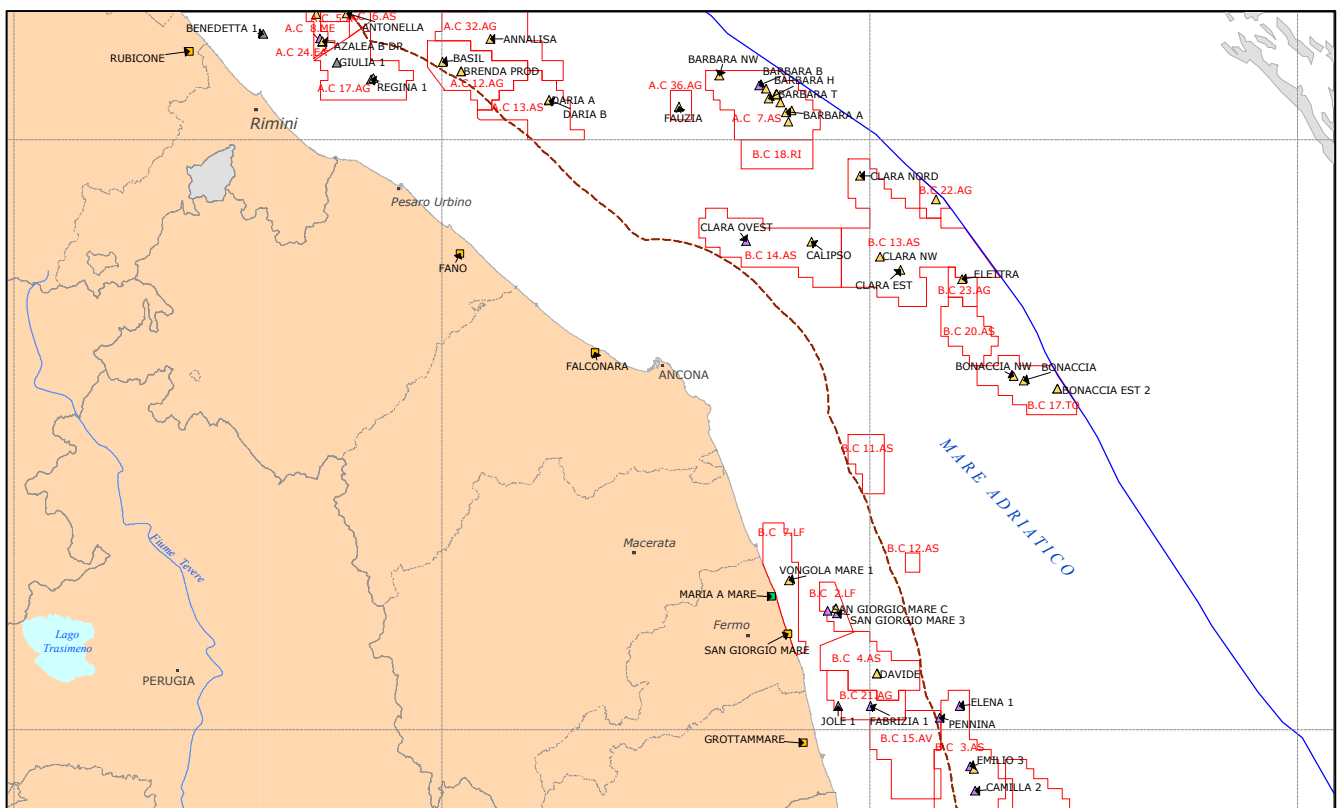
PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 1
Longitudine/Latitudine Roma40
Situazione dicembre 2018

-  Zona soggetta all'accertamento della non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza (ex D.L. 112/2008)
-  Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
-  Linea di delimitazione delle zone marine
-  Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS  OLIO  altro  inattive 
- Centrali di raccolta: GAS  OLIO 



PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 2
Longitudine/Latitudine Roma40
Situazione dicembre 2018

- Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
- Linea di delimitazione delle zone marine
- ▭ Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲
- Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■



PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 3

Longitudine/Latitudine Roma+40

Situazione dicembre 2018

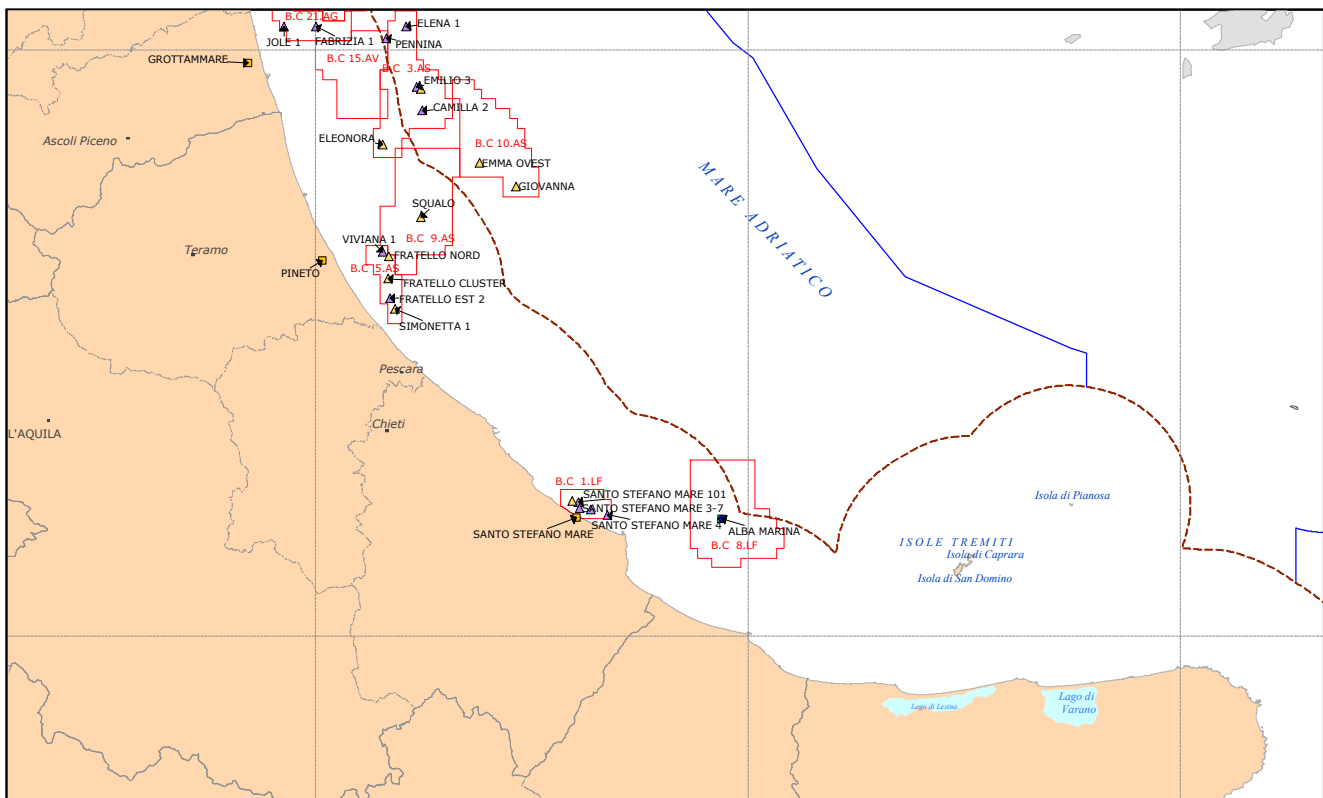
--- Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

— Linea di delimitazione delle zone marine

▭ Concessioni di coltivazione

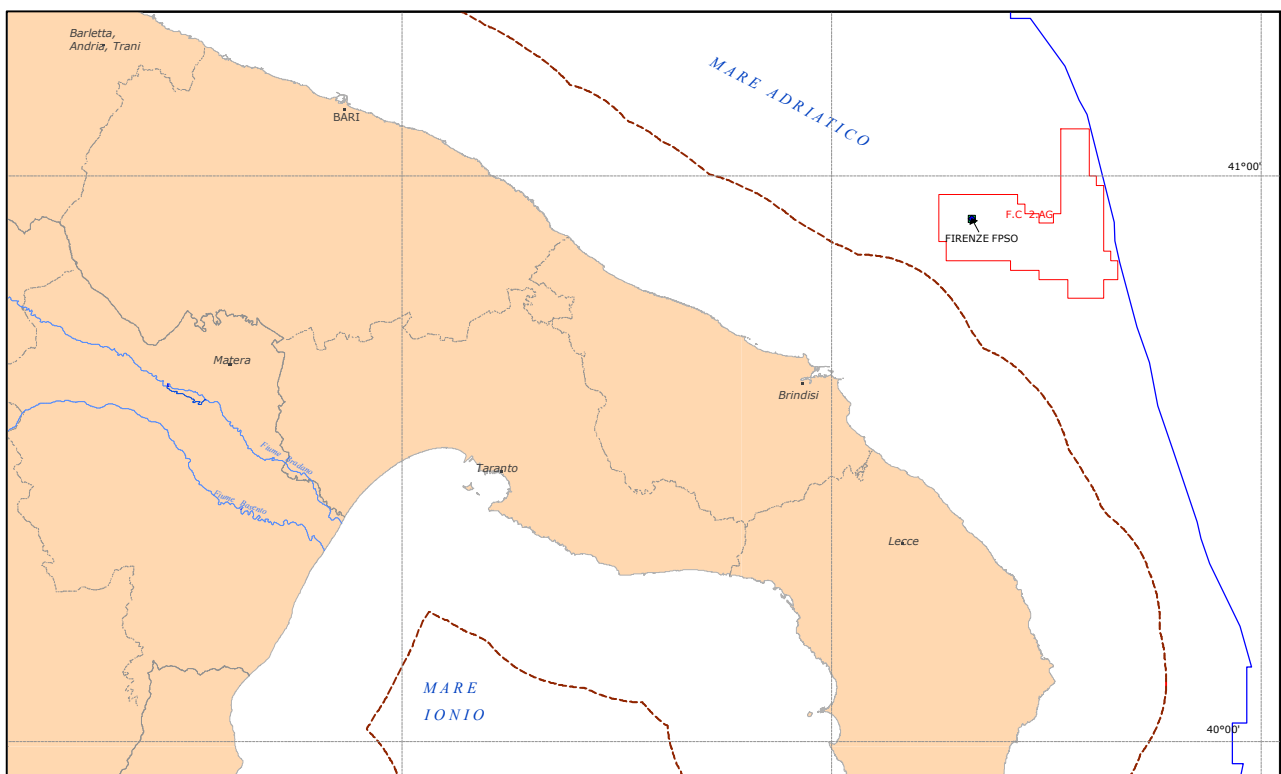
Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲

Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■



PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO E IONIO
Tav. 4
Longitudine/Latitudine Roma40
Situazione dicembre 2018

- Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
- Linea di delimitazione delle zone marine
- ▭ Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲
- Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■





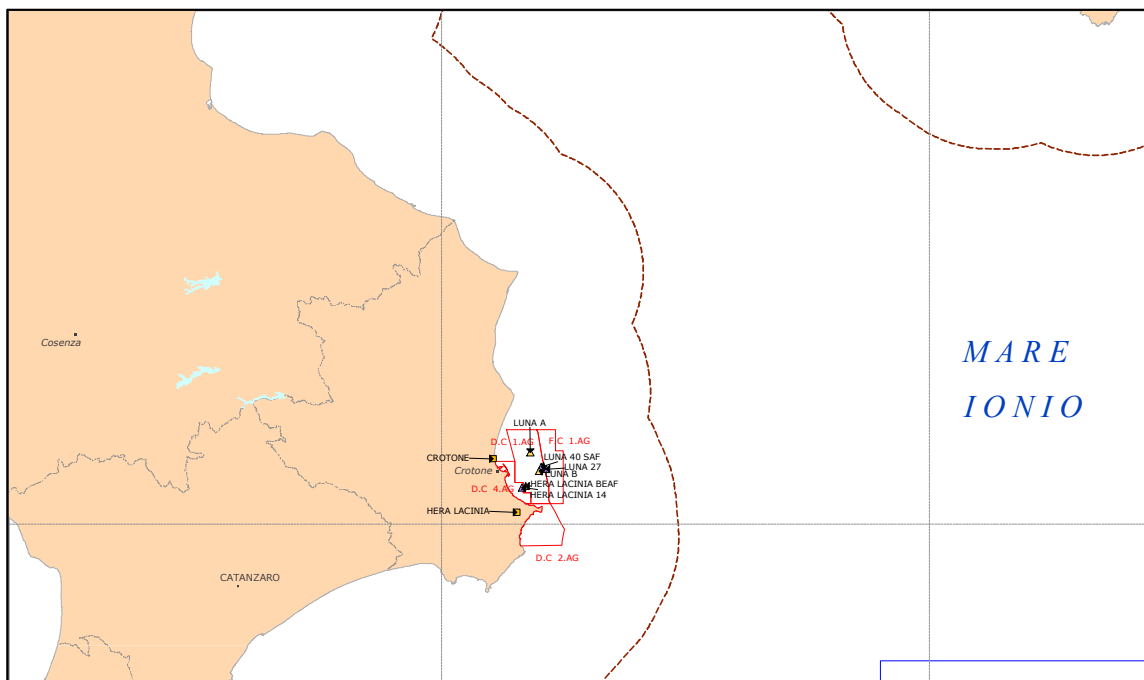
PIATTAFORME MARINE – MAI

Tav. 5

Longitudine/Latitud

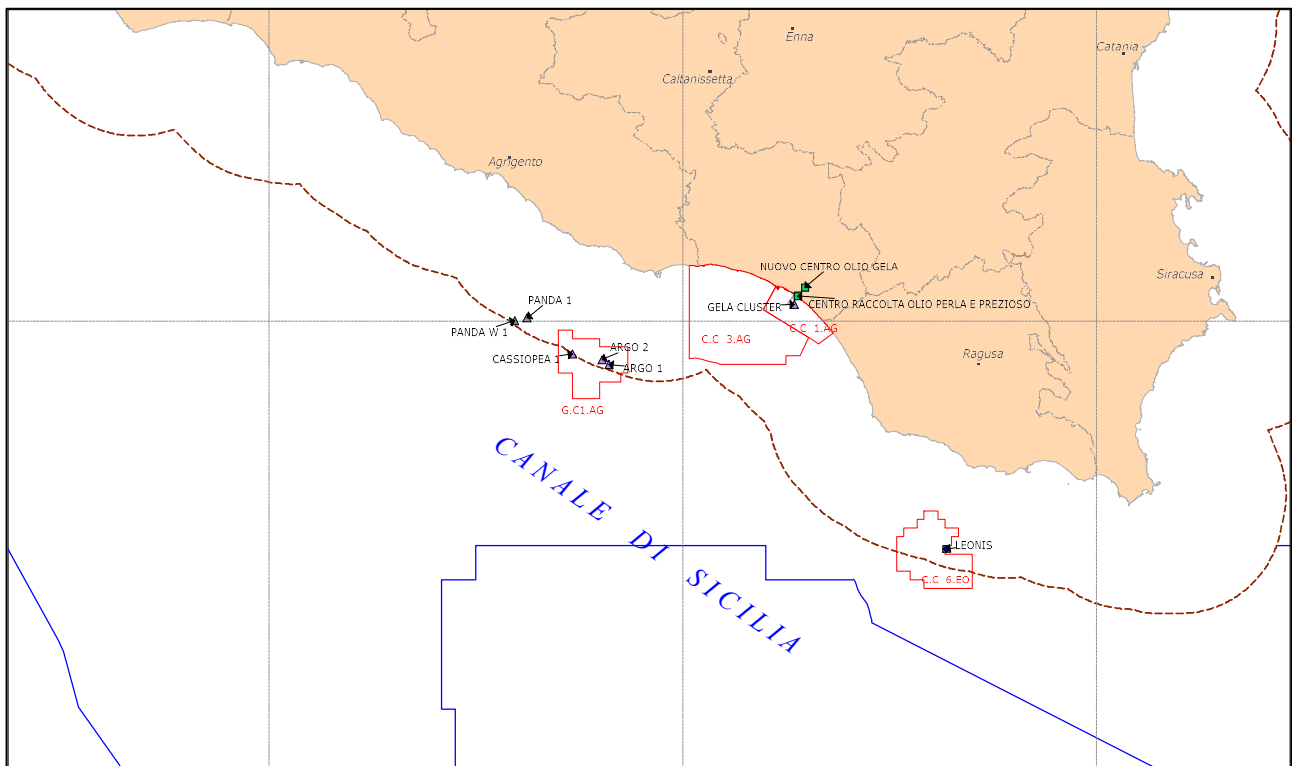
Situazione dicen

— — — — Linea delle 12 miglia mari protette marine e costiere



PIATTAFORME MARINE – CANALE DI SICILIA Tav. 6
Longitudine/Latitudine Roma40
Situazione dicembre 2018

- - - - Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
- Linea di delimitazione delle zone marine
- ▭ Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲
- Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■





ELENCO DEGLI ALLEGATI

- Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 2: DPCM 20 marzo 2017 “Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 3: Incidente piattaforma “Barbara F”. Documentazione ai sensi documentazione acquisita ai sensi del Regolamento UE 1112/2014.
Allegato 4: Incidente piattaforma “Annabella” e *Jack-up* “*Key Manhattan*”. Documentazione ai sensi documentazione acquisita ai sensi del Regolamento UE 1112/2014.
- Allegato 5: DM 5 luglio 2017, “Modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori, e rappresentanti dei lavoratori”;
- Allegato 6: Chiarimenti richiesti al Mise e Mef per spese inerenti ad attività ispettive e di controllo effettuate dal Comitato;
- Allegato 7: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2017) inviata a ottobre 2018.
- Allegato 8: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione 31 ottobre 2018.
- Allegato 9: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione 31 ottobre 2018.
- Allegato 10: Documenti di consultazione tripartita di Edison approvato nella riunione 31 ottobre 2018.



Elenco acronimi

<i>Acronimo</i>	<i>Descrizione</i>
FSO e FPSO	<i>unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi</i>
DG SAIE	<i>Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche</i>
DGS UNMIG	<i>Direzione generale per la sicurezza anche ambientale – Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse</i>
EMSA	<i>European Maritime Safety Agency (Agenzia europea per la sicurezza marittima)</i>
EUOAG	<i>European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group</i>
FMI	<i>impianto fisso con personale</i>
FNP	<i>impianto fisso non destinato alla produzione</i>
FPI	<i>impianto galleggiante destinato alla produzione</i>
ISPRA	<i>Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale</i>
JRC	<i>Joint Research center – Centro comune di ricerca – Commissione Europea</i>



MARPOL	<i>International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi)</i>
MATTM	<i>Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare</i>
MEF	<i>Ministero dell'economia e delle finanze</i>
MISE	<i>Ministero dello sviluppo economico</i>
MODU	unità mobili di perforazione offshore (MODU)
NUI	<i>impianto (fisso) di norma senza personale</i>
OSS	<i>Offshore substation</i>
SEAM	<i>Servizio Emergenze Ambientali in Mare dell'ISPRA</i>
SECE	<i>elementi critici per la sicurezza e l'ambiente</i>
SOLAS	<i>Safety of life at sea (Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare)</i>
SPS	<i>testa pozzo sottomarina</i>
TEP	<i>tonnellate di petrolio equivalenti</i>
UNMIG	<i>Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse</i>
WGS84	<i>coordinate geografiche riferite al sistema World Geodetic System 1984</i>



Elenco delle principali norme menzionate

<p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 “Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave”;</p>
<p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 “Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”;</p>
<p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 “Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”;</p>
<p>➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all’art. 8 del D.Lgs 145/2015”.</p>
<p>➤ Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, “Attuazione della direttiva 92/91/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195, “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull’accesso del pubblico all’informazione ambientale”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, “Norme in materia ambientale”;</p>



<p>➤ Decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;</p>
<p>➤ Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”.</p>
<p>➤ Direttiva 2013/30/UE del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE</p>
<p>➤ Regolamento di esecuzione n.1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014 che “stabilisce un formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli operatori e dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli Stati membri</p>
<p>➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016. Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145</p>
<p>➤ Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p>
<p>➤ Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p>
<p>➤ Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016. Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella</p>



piattaforma continentale.
➤ Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104. Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.
➤ Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.
➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017 Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.
➤ Legge 11 febbraio 2019, n. 12 <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione</i>
Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 <i>Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse</i>
Legge 27 dicembre 2019 n. 160 <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.</i>



Tel. e fax 06 4705 3794

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

mail: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



Al Presidente del Consiglio dei Ministri

Vista la legge 21 luglio 1967, n. 613, e successive modificazioni, recante norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886, recante l'integrazione e l'adeguamento delle norme contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, recante norme di polizia delle miniere e delle cave, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale;

Vista la legge 24 novembre 1981, n. 689, e successive modificazioni, recante modifiche al sistema penale;

Visto il decreto legislativo 19 dicembre 1994, n. 758, recante modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro;

Visto il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, di attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;

Visto il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, di attuazione della direttiva 94/22/CEE, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;

Visto il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, e successive modificazioni;

Visto il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, di attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

Visto il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE;

Visto in particolare l'articolo 8 del predetto decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, che prevede, al comma 1, l'istituzione del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare e, al comma 6, l'adozione di un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri per definire le modalità di funzionamento del Comitato medesimo;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 ottobre 2015, adottato ai sensi dell'articolo 8, comma 5, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, con il quale sono state apportate modifiche organizzative alla struttura della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, al fine di garantire l'effettiva separazione delle funzioni di regolamentazione in materia di sicurezza dalle funzioni di regolamentazione riguardanti lo sviluppo economico delle risorse naturali in mare, compresi il rilascio delle licenze e la gestione dei ricavi;



PER COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 aprile 2015, con il quale al Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, prof. Claudio De Vincenti, è stata delegata la firma di decreti, atti e provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri;

DECRETA

ART. 1

(Finalità)

1. Il presente decreto stabilisce, ai sensi dell'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, le modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8, del decreto medesimo, nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle funzioni del Comitato.

ART. 2

(Definizioni)

1. Ai fini del presente decreto, ferme restando le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 145 del 2015, e viste le modifiche organizzative adottate con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 ottobre 2015, si applicano le seguenti definizioni:
 - a. *Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - DGS - UNMIG* (di seguito "Direzione"): l'UNMIG di cui all'articolo 2, comma 1, lettera rr), del decreto legislativo n. 145 del 2015;
 - b. *Direttore generale della Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - DGS - UNMIG* (di seguito "Direttore"): il Direttore dell'UNMIG di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015,
 - c. *Sezione o Sezioni*: le Sezioni UNMIG di cui all'articolo 2, comma 1, lettera qq), del decreto legislativo n. 145 del 2015 ossia le *Divisioni II, III e IV della DGS - UNMIG*;
 - d. *Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche* (di seguito: "DGSAIE"): autorità preposta al rilascio delle licenze di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto legislativo 18 n. 145 del 2015;



PER COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

- e. *Comunicazione di cui al decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145* (di seguito: “*Comunicazione*”): la comunicazione di cui agli articoli 11, comma 3, e comma 1, lettera c); agli articoli 11, comma 1, lettera h), e 15, comma 1; agli articoli 11, comma 1, lettera i), e 16, comma 1; nonché all’articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 145 del 2015;
- f. *Trasferimento impianto di produzione*: il trasferimento di un impianto di cui all’articolo 2, comma 1, lettera q), del decreto legislativo n. 145 del 2015, ovvero le piattaforme galleggianti e strutture analoghe di cui all’articolo 75, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 e all’articolo 93, comma 2, del decreto legislativo n. 624 del 1996;
- g. *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* (di seguito: “*Comitato*”): il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all’articolo 8 del decreto legislativo n. 145 del 2015;
- h. *Articolazioni sul territorio del Comitato* (di seguito: “*Comitati periferici*”): le articolazioni sul territorio del Comitato, di cui all’articolo 8 del decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 3

(Sede)

1. Il Comitato ha sede presso il Ministero dello sviluppo economico - DGS UNMIG, in via Molise 2 – 00187 Roma; presso la stessa Direzione è costituita la segreteria del Comitato.
2. La Direzione fornisce il supporto logistico e amministrativo al Comitato, nonché le risorse umane e strumentali alla segreteria del Comitato.
3. Per l’acquisizione della documentazione il Comitato e i Comitati periferici, si avvalgono rispettivamente delle strutture della Direzione e delle Sezioni con l’indicazione nella protocollazione della dicitura, rispettivamente: “Comitato c/o DGS UNMIG”, “Comitato periferico c/o Sezione UNMIG”.

ART. 4

(Composizione e organizzazione del Comitato)

1. Ai sensi dell’articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015 il Comitato è composto da:
 - a) il Presidente del Comitato;
 - b) il Direttore generale della DGS – UNMIG;
 - c) il Direttore della Direzione generale per la protezione della natura e del mare del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare;



PER COPIA CONFORME



Al Presidente del Consiglio dei Ministri

- d) il Direttore centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del Corpo nazionale dei Vigili del fuoco;
 - e) il Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di porto - Guardia costiera;
 - f) il Sottocapo di Stato Maggiore della Marina militare.
2. Il Presidente del Comitato è nominato dal Presidente del Consiglio dei ministri ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015. In caso di assenza o impedimento del Presidente le relative funzioni sono svolte dal Direttore generale della DGS - UNMIG.
 3. I Comitati periferici, composti dal Direttore della Sezione competente per territorio, dal Direttore regionale dei Vigili del fuoco, da un dirigente del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che si avvale del Direttore del Servizio Emergenze Ambientali in mare (SEAM) dell'ISPRA, dal Comandante della Capitaneria di porto competente per territorio, individuato in relazione all'ubicazione dell'impianto o allo spazio marittimo interessato dalle attività, e da un Ammiraglio/Ufficiale superiore dello Stato Maggiore della Marina militare, hanno sede presso gli Uffici delle Sezioni competenti per territorio, che forniscono il supporto logistico e amministrativo.
 4. Per ogni membro effettivo del Comitato e dei Comitati periferici è nominato un membro supplente designato dalla competente amministrazione. Ciascun membro si esprimerà nelle materie di propria competenza.
 5. Le riunioni del Comitato sono convocate dal Presidente e per i Comitati periferici dal Direttore della Sezione che assicura le funzioni di coordinamento dei lavori. L'ordine del giorno da discutere nelle riunioni è stabilito almeno 10 giorni prima e viene inviato agli interessati per posta elettronica - PEC.
 6. Il consesso è costituito validamente con la maggioranza dei componenti di cui al comma 1 e con la necessaria presenza del Presidente o di chi ne fa le veci e, per i Comitati periferici, con la necessaria presenza del Direttore della Sezione competente per territorio, del Direttore regionale dei Vigili del fuoco e del Comandante della Capitaneria di porto competente per territorio o dei rispettivi supplenti.
 7. Le deliberazioni del Comitato e dei Comitati periferici sono adottate all'unanimità dei membri presenti, che si esprimono per i profili di competenza delle amministrazioni di appartenenza ai sensi delle vigenti disposizioni normative.
 8. Qualora sia funzionale all'attività operativa da svolgersi, il Comitato e i Comitati periferici possono riunirsi presso gli Uffici delle Capitanerie di Porto competenti per territorio o direttamente presso gli impianti.
 9. Il Comitato si riunisce entro il 31 gennaio di ogni anno per definire la strategia d'azione e le priorità programmatiche annuali, ai sensi del punto 2, comma 1, lettera a), dell'allegato III del decreto legislativo n. 145 del 2015, e in prima applicazione entro 30 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.
 10. La strategia d'azione e le priorità programmatiche annuali comprendono i piani annuali di cui all'articolo 21 del decreto legislativo n. 145 del 2015, e indicano sia il cronoprogramma di azioni ispettive da svolgere sia le modalità di verifica delle





Il Presidente del Consiglio dei Ministri

comunicazioni e delle relazioni sui grandi rischi ricevute o accettate nell'anno precedente.

11. Il Comitato, ai fini di una politica di prevenzione degli incidenti gravi, ai sensi dell'articolo 19, comma 8, del decreto legislativo n. 145 del 2015, in consultazione con gli operatori e/o le associazioni di categoria industriali di settore, definisce norme e linee guida sulle migliori pratiche in relazione al controllo dei grandi rischi, anche in relazione al comma 3 dell'articolo 26 del medesimo decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 5

(Pareri)

1. I pareri del Comitato di cui all'articolo 4, commi 3 e 5, del decreto legislativo n. 145 del 2015, qualora richiesti dall'autorità competente al rilascio o al trasferimento dei titoli di legittimazione mineraria, sono espressi formalmente a seguito di istruttoria tecnica amministrativa svolta, nella qualità di relatore, dalla Direzione.
2. Ai fini di cui al comma 1, il richiedente inoltra l'istanza e la documentazione pertinente alla DGSAIE, che ne trasmette copia per conoscenza al Comitato.

ART. 6

(Revoca della licenza di cui all'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 145 del 2015)

1. Qualora di propria iniziativa, o su proposta dei Comitati periferici, previo accertamento tecnico amministrativo e valutazione in sede di istruttoria, il Comitato constati l'esistenza da parte dell'operatore di inadempienze alle previsioni di cui al decreto legislativo n. 145 del 2015, ne informa la DGSAIE per gli eventuali seguiti di competenza.

ART. 7

(Modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'articolo 2, comma 1, lettera bb) del decreto legislativo n. 145 del 2015)

1. Il Comitato, su proposta della Direzione e con il supporto della segreteria del Comitato, definisce le tipologie di attività da considerare quali modifiche non sostanziali per le operazioni riguardanti gli impianti di produzione, quelle non destinate alla produzione, le operazioni di pozzo e combinate.
2. Le modifiche non sostanziali di cui al comma 1 sono elencate in apposite guide tecniche operative emanate dal Comitato, da aggiornarsi periodicamente, e pubblicate sul sito del



PER COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

Comitato ai sensi dell'articolo 9, comma 1, lettera *d*), del decreto legislativo n. 145 del 2015.

3. Per le attività di cui al comma 1, l'operatore trasmette alla sola Sezione competente per territorio la documentazione tecnica pertinente.

ART. 8

(Comunicazioni)

1. Le Comunicazioni sono presentate dall'operatore al Comitato, al Comitato periferico competente per territorio, alla Direzione e alla Sezione:
 - a. per il progetto di un impianto di produzione pianificato previsto nel programma dei lavori approvato, almeno 5 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni e secondo i requisiti dell'allegato I, parte 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015;
 - b. per un'operazione di pozzo e/o combinata, almeno 5 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni; la comunicazione include la politica aziendale di prevenzione di cui all'articolo 11, comma 1, lettera *a*), del decreto legislativo n. 145 del 2015, qualora non già presentata, ed è comprensiva anche del piano interno di risposta alle emergenze di cui all'articolo 14, commi 2 e 3, del medesimo decreto legislativo n. 145 del 2015;
 - c. per il trasferimento di un impianto di produzione, almeno 90 giorni prima dell'avvio previsto delle operazioni, e conforme a quanto previsto all'allegato I, parte 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015.
2. La Sezione procede direttamente all'istruzione della pratica e formula le proprie eventuali osservazioni al Comitato, al Comitato periferico e alla Direzione che esaminano, integrano, modificano tali considerazioni entro 30 giorni. Tali osservazioni sono trasmesse all'operatore al fine dell'inclusione nella relazione sui grandi rischi. Trascorso il periodo indicato al primo capoverso, la comunicazione si intende presentata.
3. Per un'operazione di pozzo e/o combinata di cui al comma 1, lettera *b*), l'operatore può presentare la comunicazione congiuntamente alla relazione grandi rischi. Fermo quanto previsto al comma 2, qualora la Sezione trasmetta all'operatore osservazioni da inserire nella relazione grandi rischi, per l'accettazione della relazione grandi rischi si applicano i tempi di cui all'articolo 9, comma 1, lettera *b*), dalla data di ricezione del relativo riesame.
4. Nel caso di un impianto di produzione che entri o esca dalle acque italiane, di cui all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 145 del 2015, la comunicazione è inoltrata dall'operatore almeno 5 giorni prima della data in cui è previsto l'ingresso o l'uscita al Comitato e al Comitato periferico interessato, alla Direzione e alla Sezione.





Il Presidente del Consiglio dei Ministri

ART. 9

(Relazione sui grandi rischi)

1. La relazione sui grandi rischi è presentata dall'operatore al Comitato, al Comitato periferico, alla Direzione e alla Sezione:
 - a. almeno 3 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni per un impianto di produzione di cui all'articolo 11, comma 7, e all'articolo 12, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015, includendo la documentazione di cui alle lettere *a)*, *b)*, *d)* e *g)* dell'articolo 11, comma 1, e le informazioni di cui all'allegato I, paragrafi 2 e 5;
 - b. almeno 3 mesi prima dell'avvio previsto delle operazioni per un impianto non destinato alla produzione di cui all'articolo 11, comma 7, e all'articolo 13, comma 1, del decreto legislativo n. 145 del 2015, includendo la documentazione di cui alle lettere *a)*, *b)*, *d)* e *g)* dell'articolo 11, comma 1, e le informazioni di cui all'allegato I, paragrafi 3 e 5;
2. La Sezione procede direttamente all'istruzione della pratica ed esprime le proprie valutazioni sulla relazione sui grandi rischi al Comitato e alla Direzione che esamina e, qualora lo ritenga, integra e modifica tale parere entro 30 giorni.
3. Trascorso il periodo previsto al comma 2, la Sezione prospetta l'accettazione della relazione sui grandi rischi al Comitato periferico che emana, entro i successivi 30 giorni, il provvedimento di accettazione, trasmettendolo per conoscenza al Comitato.
4. La procedura si applica per l'accettazione della relazione sui grandi rischi modificata di cui agli articoli 12, comma 5, e 13, comma 4, del decreto legislativo n. 145 del 2015.
5. Qualora l'operatore intenda procedere alla redazione della relazione sui grandi rischi per un gruppo di impianti, ne fa richiesta al Comitato, che accorda tale facoltà nel caso in cui ne ricorrano i presupposti definiti in apposite linee guida tecniche operative previste in attuazione del decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 10

(Procedure di competenza dei Comitati periferici)

1. Per gli impianti di cui all'articolo 2, comma 1, lettere *p)*, *q)* e *r)*, del decreto legislativo n. 145 del 2015, per i quali sia stata accettata una relazione grandi rischi su attività già svolte dagli stessi anche in altro luogo, trovano applicazione le procedure di cui al comma 2 nel caso di operazioni di pozzo e/o combinate e di modifiche di cui agli articoli 2, comma 1, lettera *bb)*, e 6, commi 3 e 4, del medesimo decreto legislativo n. 145 del 2015, nonché per il riesame periodico di cui agli articoli 12, comma 7, e 13, comma 7.
2. Ai fini dell'accettazione, l'operatore presenta al Comitato periferico il riesame della relazione grandi rischi congiuntamente alla Comunicazione e all'istanza:
 - a. ex articoli 90 e 93 del decreto legislativo n. 624 del 1996 per gli impianti di produzione, per la quale la Sezione acquisisce il parere di cui all'articolo 90, comma 2;



PER COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

- b. ex articolo 20 del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 e articolo 21 del decreto direttoriale 15 luglio 2015 per la perforazione di pozzo, per la quale la Sezione acquisisce il parere espresso dalla Direzione ai sensi dell'articolo 21 del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979;
- c. ex articolo 77 del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 ed ex articolo 1, comma 82 sexies, della legge n. 239 del 2004, per operazioni di intervento ai pozzi almeno 2 mesi prima dall'inizio delle operazioni;
- d. ex articolo 76 del decreto legislativo n. 624 del 1996, per operazioni combinate almeno 2 mesi prima dell'inizio delle operazioni, per la quale la Sezione acquisisce il parere di cui all'articolo 76, comma 7;
- e. di riesame periodico ex articoli 12, comma 7, e 13, comma 7, del decreto legislativo n. 145 del 2015.

La Sezione propone l'accettazione del riesame della relazione sui grandi rischi al Comitato periferico che emana, entro i successivi 30 giorni, il provvedimento di accettazione trasmettendolo per conoscenza al Comitato.

3. In caso di modifiche agli impianti, al programma di perforazione, alle operazioni di intervento ai pozzi e/o combinate, qualora sia stata già accettata la relazione grandi rischi ovvero il riesame di cui al comma 2, e non sussistano modifiche sostanziali nella valutazione del rischio, l'operatore trasmette informazione al Comitato periferico allegando dichiarazione di insussistenza di modifiche sostanziali alla relazione grandi rischi accettata e documentazione tecnica pertinente. Trascorsi 30 giorni dalla data di ricevimento senza che il Comitato periferico abbia comunicato le proprie decisioni, la modifica si intende accettata. Interventi di emergenza ai pozzi possono essere effettuati in qualsiasi momento, dandone successiva informazione al Comitato periferico.

ART. 11

(Criteri di ripartizione delle attività)

1. La ripartizione delle attività del Comitato è definita con riferimento ai singoli articoli del decreto legislativo n. 145 del 2015, come di seguito indicato:
 - a. l'attività di cui all'articolo 10, ai fini di un eventuale avvalimento dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA), è svolta mediante stipula di convenzione firmata dal Presidente previo mandato del Comitato;
 - b. le attività di cui agli articoli 20, comma 2, 23, comma 2, 24, 25, comma 2, 26, comma 2, 27, comma 1, e 31, commi 1, 2, 3, 4 e 7, concernenti la trasmissione delle relazioni, lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con le autorità competenti dell'Unione europea, sono svolte direttamente dal Presidente con il supporto tecnico - operativo della segreteria;
 - c. le attività di cui all'articolo 25, comma 1, sono svolte dal Presidente con il supporto della Direzione.



PER COPIA CONFORME



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

ART. 12 (Sanzioni)

1. Qualora il Comitato accerti infrazioni di cui articolo 32 del decreto legislativo n. 145 del 2015:
 - a. per quanto concerne le sanzioni penali di cui all'articolo 32, comma 1, inoltra informativa alla Sezione per i seguiti di competenza; per tali fattispecie penali trovano applicazione le procedure disposte dal Capo II del decreto legislativo n. 758 del 1994;
 - b. per quanto concerne le sanzioni amministrative di cui all'articolo 32, commi 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12, procede alla contestazione dell'infrazione al trasgressore, alla successiva verifica dell'adeguamento della prescrizione disposta nei termini prescritti e, qualora l'esito sia positivo, ammette al pagamento in misura ridotta secondo quanto previsto dalla legge 24 novembre 1981 n. 689, e successive modificazioni. A tal fine trasmette il provvedimento alla Sezione competente per territorio, che procede all'ingiunzione di pagamento e all'applicazione della sanzione secondo quanto disposto dall'articolo 32, comma 13.
2. Restano ferme le competenze ad accertare eventuali illeciti di natura amministrativa già poste *ex lege* in capo agli ufficiali e agli agenti di polizia giudiziaria e al personale all'uopo qualificato e legittimato dalla normativa vigente.

ART. 13 (Disposizioni finali)

1. L'applicazione del presente provvedimento non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il presente decreto sarà trasmesso agli organi di controllo per gli adempimenti di competenza e pubblicato sul sito istituzionale del Ministero dello sviluppo economico.

Roma, 27 SET. 2016

PRESIDENZA DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
SEGRETERIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCOSTRO
DI REGOLARITA' AMMINISTRATIVO/CONTABILE
VISTO E ANNOTATO AL N. 2463/2016
Roma, 16.11.2016

IL REVISORE

Seofici

IL DIRIGENTE



PER COPIA CONFORME

p. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
IL SOTTOSEGRETARIO DI STATO
(Prof. Claudio De Vincenti)

CDM

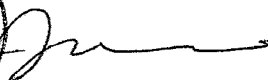
CORTE DEI CONTI
UFFICIO CONTROLLO ATTI P.C.M.
MINISTERI GIUSTIZIA E AFFARI ESTERI
Reg.ne - Prev. n.

3185

- 6 DIC. 2016
IL MAGISTRATO



PER COPIA CONFORME





Ministero dello Sviluppo Economico

GABINETTO DEL MINISTRO

Ministero dello Sviluppo Economico

Uffici diretta collaborazione del Ministro

Struttura: UDCM_GAB

REGISTRO UFFICIALE

Prot. n. 0010867 - 05/05/2017 - USCITA

titolario: 31.

ALLA D.G. PER LA SICUREZZA ANCHE
AMBIENTALE DELLE ATTIVITÀ MINERARIE ED
ENERGETICHE - UFFICIO NAZIONALE
MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LE
GEORISORSE

C.A. ING. FRANCO TERLIZZESE

DIRETTORE GENERALE

SEDE

Oggetto: D.P.C.M. 20 marzo 2017 relativo alla nomina del prof. Ezio Mesini a Presidente del Comitato sicurezza operazioni in mare offshore.

Si trasmette per i seguiti di competenza il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri indicato in oggetto.

IL DIRETTORE DI GABINETTO

(Barbara Luisi)



0008986-23/03/2017-SCCLA-PCGEPRE-A



Al Presidente del Consiglio dei Ministri

VISTA la legge 23 agosto 1988, n. 400, recante disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei ministri;

VISTO il decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145, di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE;

VISTO in particolare l'articolo 8, comma 1, del predetto decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145, con il quale è prevista l'istituzione del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

VISTO il medesimo articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145 con il quale è altresì previsto che il Comitato è presieduto da un esperto, scelto nell'ambito di professionalità provenienti dal settore privato o pubblico, compresi università, istituti scientifici e di ricerca, con comprovata esperienza in materia di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, attestata in base a specifici titoli ed esperienze professionali e in posizione di indipendenza dalle funzioni relative allo sviluppo economico delle risorse naturali in mare, nominato dal Presidente del Consiglio dei ministri sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, per una durata di tre anni;

VISTO infine l'articolo 8, comma 7, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 con il quale è stabilito che per i componenti del Comitato non è previsto alcun compenso, gettone di presenza o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 27 settembre 2016, con il quale sono stabilite le modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

RITENUTO quindi, che occorre procedere alla nomina di un esperto con funzioni di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, come previsto dall'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n.145;

VISTO il *curriculum vitae* del professor Ezio Mesini;

RITENUTO che il professor Ezio Mesini sia in possesso di capacità adeguate alle funzioni da svolgere, avuto riguardo ai titoli professionali ed alle esperienze maturate;

VISTA la dichiarazione sulla insussistenza di cause di inconfiribilità e incompatibilità di cui al decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39 presentata, ai sensi dell'articolo 20 del medesimo decreto legislativo, dal professor Ezio Mesini;



Il Presidente del Consiglio dei Ministri

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 16 dicembre 2016, con il quale alla Sottosegretaria di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, on. avv. Maria Elena Boschi, è stata conferita la delega per la firma dei decreti, atti e provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri;

VISTI i pareri favorevoli resi dalle competenti Commissioni parlamentari,

DECRETA

Articolo 1

1. Il professor Ezio Mesini è nominato Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni.

Il presente decreto sarà trasmesso ai competenti organi di controllo.

Roma, 20 MAR. 2017

p. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
LA SOTTOSEGRETARIA DI STATO
(Maria Elena Boschi)



PER COPIA CONFORME

Il Segretario Generale della
Presidenza del Consiglio dei Ministri

PRESIDENZA DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
SECRETARIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCONTRO
DI REGOLARITA' AMMINISTRATIVO-CONTABILE

VISTO E ANNOTATO AL N. 905/2017
Roma, 23.3.2017

IL REVISORE

IL DIRIGENTE

CORTE DEI CONTI
UFFICIO CONTROLLO ATTI P.C.M.
MINISTERI GIUSTIZIA E AFFARI ESTERNI
Reg.ne - Prev. n. 749

05 APR 2017

IL MAGISTRATO



Distretto Centro-Settentrionale
Via Del Marchesato, 13
48122 Marina di Ravenna (RA)
Tel. +39 0544 512.111
eni.com

Prot. n. 356/DICS

Marina di Ravenna, lì 20/03/2019

Spett.le
**Comitato per la sicurezza delle operazioni
in mare c/o Ministero dello Sviluppo
Economico**

c/o Direzione Generale per la Sicurezza
Ufficio Nazionale Minerario per gli
Idrocarburi e le Georisorse
Via Molise, 2
00187 - Roma (RM)
segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

p.c.
**Comitato periferico per la sicurezza
delle operazioni in mare c/o
Ministero dello Sviluppo Economico**
DGS - UNMIG Divisione III
Sezione U.N.M.I.G. di Roma
Viale Boston, 25
00144 - Roma (RM)
dgsunmig.div03@pec.mise.gov.it

**Oggetto: Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi
"A.C7.AS" - Piattaforma "Barbara F" - Evento incidentale del 05/03/2019
- Condivisione informazioni ai sensi dell'art. 23 DLgs. 145/15. - Nuovo
invio.**

Con riferimento all'evento incidentale verificatosi in data 5 marzo 2019 presso il posto di lavoro piattaforma "Barbara F", si allega il "Formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori dei grandi rischi" di cui all'Allegato I del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione, del 13 ottobre 2014.

La presente nota annulla e sostituisce la nota prot. n. 324 del 15/03/2019 il relativo allegato.

Cordiali saluti

L'Operatore
Ing. Diègo Portoghese

eni spa
Capitale sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Part. IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sede legale:
Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)

Allegato I

Formato comune per comunicare i dati relativi agli incidenti e agli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi

(A norma dell'articolo 23 della direttiva 2013/30/UE)

Osservazioni generali sui dettagli delle informazioni da condividere

- a) I dettagli delle informazioni da condividere sono connessi al punto 2 dell'allegato IX della direttiva 2013/30/UE sulle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, in particolare al rischio di un incidente grave quale definito da detta direttiva.
- b) L'allegato IX, punto 2, della direttiva 2013/30/UE contiene indicatori essenziali di prestazione preventivi e consecutivi (*leading and lagging key performance indicators, KPI*), volti a fornire una panoramica esaustiva della sicurezza del settore degli idrocarburi in mare in uno Stato membro e nell'Unione europea, ma alcuni KPI hanno una funzione di avvertimento come i guasti degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) nonché gli incidenti mortali.
- c) A norma dell'articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 92/91/CEE del Consiglio ⁽¹⁾, il datore di lavoro fa rapporto quanto prima alle autorità competenti in merito a qualsiasi infortunio sul lavoro grave e/o mortale nonché in merito a qualsiasi situazione di pericolo grave. Tali dati sono impiegati dall'autorità competente per comunicare le informazioni richieste a norma dell'allegato IX, punto 2, lettere g) e h), della direttiva 2013/30/UE.

¹ Direttiva 92/91/CEE del Consiglio, del 3 novembre 1992, relativa a prescrizioni minime intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione (undicesima direttiva particolare ai sensi dell'articolo 16, paragrafo 1, della direttiva 89/391/CEE) (GU L 348 del 28.11.1992, pag. 9).

Data e ora dell'evento

- a) Data dell'evento: 05/03/2019
- b) Ora dell'evento: 07:48

Dettagli del luogo e della persona che comunica l'evento

Operatore/ proprietario:	Eni Spa – Distretto Centro Settentrionale DICS
Nome/tipo dell'impianto:	Piattaforma Barbara F
Codice del titolo minerario e/o nome del campo (se pertinente):	A.C7.AS
Nome della persona che comunica l'evento:	ing. Diego Portoghese
Funzione della persona che comunica l'evento:	Datore di Lavoro, Titolare del permesso di concessione
Recapiti:	
Numero di telefono:	0544512200
Indirizzo e-mail:	ep_distretto_centrosettentrionale@pec.eni.com

Categorizzazione dell'evento ⁽²⁾

Tipo di evento comunicato (è possibile effettuare più di una scelta)

- A Rilascio accidentale di petrolio, gas o altre sostanze pericolose, infiammante o non infiammante:
 - 1. ogni rilascio accidentale di gas o petrolio infiammato in o da un impianto in mare;
 - 2. rilascio accidentale in o da un impianto in mare di:
 - a) gas naturale non infiammato o gas evaporato associato se la massa rilasciata ≥ 1 kg;
 - b) idrocarburi liquidi non infiammati se la massa rilasciata ≥ 60 kg;
 - 3. rilascio accidentale o fuoriuscita di qualsiasi sostanza pericolosa per cui è stato valutato il rischio di incidente grave nella relazione sui grandi rischi, in o da un impianto in mare, compresi i pozzi e i ritorni di additivi di perforazione.
- B Perdita di controllo dei pozzi che richieda l'attivazione di apparecchiature di controllo degli stessi, o guasto della barriera di un pozzo che richieda la sua sostituzione o riparazione:
 - 1. qualsiasi eruzione (*blowout*) del pozzo petrolifero, indipendentemente dalla durata;
 - 2. entrata in funzione di un dispositivo di prevenzione delle eruzioni (*blowout prevention system*) o di un deviatore di flusso (*flow diverter system*) per controllare il flusso di fluidi dal pozzo;
 - 3. guasto meccanico di un componente del pozzo la cui funzione è prevenire o limitare l'effetto di un rilascio accidentale di fluidi da un pozzo o da un giacimento che alimenta un pozzo o il cui guasto potrebbe causare o contribuire a tale rilascio;
 - 4. adozione di misure precauzionali supplementari a quelle già contenute nel programma di perforazione originario nel caso in cui non sia stata rispettata la distanza minima prevista fra pozzi adiacenti.
- C Guasto di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente (SECE): qualsiasi perdita o indisponibilità di un SECE che richiede un'azione correttiva immediata.
- D Significativa perdita di integrità strutturale, o perdita di protezione contro gli effetti di un incendio o un'esplosione, o perdita della stazionarietà in relazione a un impianto mobile: qualsiasi condizione identificata che riduce l'integrità strutturale di progetto dell'impianto, inclusi la stabilità, il galleggiamento e la stazionarietà, in misura tale da richiedere un'azione correttiva immediata. **La presente sezione verrà compilata in linea con le linee guida del regolamento 1112/2014 che indica nella parte 3.2 quanto segue "SECTIONS C and D need to be completed if there are failures of SECEs concerning Structural Integrity Systems (e.g. Mooring systems) as per section C.2.1.a" sebbene l'evento non abbia avuto alcun impatto di integrità strutturale della piattaforma.**
- E Imbarcazioni in rotta di collisione e collisioni effettive di navi con un impianto in mare: qualsiasi collisione o potenziale collisione fra una nave e un impianto in mare che ha o potrebbe avere energia sufficiente per causare un danno all'impianto e/o alla nave tale da comprometterne la struttura nel suo complesso o l'integrità dei processi.

² Ai sensi dell'allegato IX della direttiva 2013/30/UE

- F Incidenti che coinvolgono elicotteri, sull'impianto in mare o nelle sue vicinanze: collisione o potenziale collisione fra un elicottero e un impianto a mare.
- G Qualsiasi incidente mortale da comunicare ai sensi della direttiva 92/91/CEE.
- H Tutti gli infortuni gravi a cinque o più persone nello stesso incidente da comunicare ai sensi della direttiva 92/91/CEE.
- I Evacuazioni di personale:
qualsiasi evacuazione di emergenza imprevista di parte o di tutto il personale a seguito di un incidente grave o in caso di rischio significativo di incidente grave.
- J Incidente ambientale grave:
qualsiasi incidente ambientale grave quale definito all'articolo 2, paragrafo 1, lettera d), e all'articolo 2, paragrafo 37, della direttiva 2013/30/UE.

Osservazioni:

Se l'incidente rientra in una delle predette categorie, l'operatore/ il proprietario compila la sezione pertinente o le sezioni pertinenti, considerando che in un unico incidente potrebbe richiedere la compilazione di più di una sezione. Entro dieci giorni lavorativi dall'evento l'operatore/ il proprietario presenta all'autorità competente le sezioni compilate sulla scorta delle informazioni più pertinenti disponibili in quel momento. Se l'evento comunicato è un incidente grave, lo Stato membro avvia un'indagine approfondita a norma dell'articolo 26 della direttiva 2013/30/UE.

Gli incidenti mortali e gli infortuni gravi sono comunicati ai sensi della direttiva 92/91/CEE.

Gli incidenti che coinvolgono elicotteri sono comunicati a norma dei regolamenti dell'Autorità per l'aviazione civile. Se si verifica un incidente che coinvolge un elicottero in relazione alla direttiva 2013/30/UE, si compila la sezione F.

Tenuto conto degli obblighi facenti capo agli Stati membri di mantenere o conseguire un buono stato ecologico ai sensi della direttiva 2008/56/CE.⁽³⁾, qualora un rilascio accidentale di petrolio, gas o altra sostanza pericolosa o il guasto di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente o è probabile che abbia come conseguenza la degradazione dell'ambiente, tali impatti devono essere comunicati alle autorità competenti.

³ Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino) (Testo rilevante ai fini del SEE) (GU L 164 del 25.6.2008, pag. 19).

SEZIONE C

GUASTO DI UN ELEMENTO CRITICO PER LA SICUREZZA E L'AMBIENTE

C.1. Informazioni generali

a) Nome del verificatore indipendente (se pertinente): Rina Group.

C.2. Descrizione delle circostanze, delle conseguenze dell'evento e risposta all'emergenza

C.2.1. Descrizione del SECE e delle circostanze

Quali sistemi critici per la sicurezza e l'ambiente sono stati segnalati dal verificatore indipendente come non più attivi o non disponibili, che necessitano di un'azione correttiva immediata o che non hanno funzionato durante l'incidente?

- Origine**
- Relazione del verificatore indipendente: dettagli (n. della relazione/data/verificatore/...)
 - Guasto durante un incidente grave: dettagli (data/ descrizione dell'incidente/ ...)

Di seguito una breve descrizione dell'accadimento, pur in assenza di elementi sufficienti per poter ricondurre quanto accaduto ad un guasto della gru interessata.

Durante lo scarico di un serbatoio vuoto di azoto (peso 7 ton) dalla piattaforma Barbara F al supply vessel Aline B si è verificato il cedimento strutturale del tronchetto flangiato sottostante la ralla su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione dell'appaltatore Bambini. Al momento dell'incidente, la vittima, ossia il gruista, si trovava all'interno della cabina di comando.

Risposta all'emergenza

Sono stati immediatamente allertati la Capitaneria del Porto di Ancona e il 118. Una motovedetta della Capitaneria con sommozzatori dei Vigili del Fuoco ha lasciato il porto alle ore 8:50. Un elicottero dell'Eni con personale del 118 a bordo, partito alle ore 8:55 da Falconara, ha raggiunto Barbara F alle ore 9:25.

In attuazione del piano interno di risposta alle emergenze, alle ore 08:15 si è proceduto con l'apertura della Sala Emergenza DICS con dichiarazione di livello 3, con il conseguente supporto delle sedi direzionali.

I due marittimi feriti sono stati trasportati d'urgenza in elicottero all'ospedale Torrette di Ancona con arrivo alle 10:30.

Alle 13:20 è stata individuata la cabina di comando adagiata sul fondale, insieme al corpo senza vita di Egidio Benedetto.

Nel corso del pomeriggio del 5/3, la Capitaneria di Porto ha dapprima rilevato una lieve iridescenza nell'area interessata dall'incidente. Nell'immediatezza Eni ha attivato il proprio Piano Emergenza Ambientale offshore attivando due mezzi navali, di cui uno con equipment antinquinamento, al fine di attuare le azioni necessarie per il contenimento dell'eventuale sversamento. Una volta sul posto, non si è reso necessario alcun intervento da parte dei mezzi poiché non si è riscontrata nessuna iridescenza come peraltro confermato dalla Capitaneria di Porto.

Nel corso della notte sono giunti nei pressi della piattaforma il ROV dei Vigili del Fuoco specializzato in operazioni di recupero e l'installation Vessel MAMTA, mobilitato da Eni per le operazioni di messa in sicurezza.

Alle ore 5:00 del 6/3 la salma è stata recuperata dal ROV dei Vigili del Fuoco, ed è stata trasportata da una motovedetta della Capitaneria di Porto presso il Porto di Ancona e successivamente all'ospedale Le Torrette di Ancona per i successivi esami autoptici.

Alle ore 9:00 del 6/3 la cabina è stata recuperata con l'utilizzo di un ROV ed adagiata sulla coperta del MAMTA mentre nel successivo giorno (7/03) è stato recuperato il braccio della gru. Su disposizione della Magistratura, la cabina e le altre parti della gru recuperate sono state poste sotto sequestro e trasportate in un'area del Porto di Ancona.

Le attività di produzione sono state immediatamente sospese, con shutdown della piattaforma completato alle ore 9:45 del 5/3.

Contestualmente sono state sospese per mera precauzione le attività con le gru per tutte le piattaforme del distretto Centro Settentrionale al solo fine di consentire una verifica considerato l'evento occorso. Nella giornata del 6/3 sono stati autorizzati con apposita procedura gli usi della gru per garantire le operazioni di sbarco/imbarco personale e viveri, in modo da assicurare il presidio delle piattaforme.

Per le operazioni di soccorso, messa in sicurezza e supporto alle Autorità, sono stati movimentati i seguenti mezzi navali:

- Falco Crew Boat
- MAMTA Installation Vessel
- Brodospas Beta Supply Vessel
- Wolf Crew Boat (ROV dei VVF)
- Blue Lady Crew Boat
- Fox Crew Boat (con ROV)
- Sea Runner Crew Boat (con equipment antinquinamento)
- Misa Primo Rimorchiatore (per rimorchio Aline B)

Elementi critici per la sicurezza e l'ambiente interessati

a) Sistemi di integrità strutturale			
<input checked="" type="checkbox"/> Strutture di superficie	<input type="checkbox"/> Strutture sottomarine	<input checked="" type="checkbox"/> Gru e attrezzature di sollevamento	
<input type="checkbox"/> Sistemi di ormeggio (cime d'ormeggio, posizionamento dinamico)		<input type="checkbox"/> Altro, precisare...	
b) Sistemi di contenimento di processo			
<input type="checkbox"/> Barriera primaria del pozzo	<input type="checkbox"/> Barriera secondaria del pozzo	<input type="checkbox"/> Wireline equipment	
<input type="checkbox"/> Circuito fanghi	<input type="checkbox"/> Filtri a sabbia	<input type="checkbox"/> Condotte e collettori ascendenti (risers)	
<input type="checkbox"/> Tubazioni	<input type="checkbox"/> Recipienti a pressione	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...	
<input type="checkbox"/> Apparecchiature di processo per il controllo dei pozzi – BOP (blowout preventer)			
c) Sistemi di prevenzione incendi			
<input type="checkbox"/> Ventilazione area di pericolo	<input type="checkbox"/> Ventilazione area non di pericolo	<input type="checkbox"/> Attrezzature certificate ATEX	
<input type="checkbox"/> Dispositivi interruzione carichi elettrici	<input type="checkbox"/> Collegamenti elettrici equipotenziali e messa a terra	<input type="checkbox"/> Sistema a gas inerte	
<input type="checkbox"/> Altro, precisare...			
d) Sistemi di rilevamento			
<input type="checkbox"/> Rilevamento di incendio e gas	<input type="checkbox"/> Dispositivo di monitoraggio iniezioni sostanze chimiche	<input type="checkbox"/> Sabbia	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...
e) Sistemi di limitazione per il contenimento del processo			
<input type="checkbox"/> Apparecchiature per il controllo di processo nei pozzi – deviatore di flusso (diverter)		<input type="checkbox"/> Limitatori a protezione delle attrezzature a pressione (relief systems)	
<input type="checkbox"/> Pavimenti impermeabili ai gas		<input type="checkbox"/> Altro, precisare...	
f) Sistemi di protezione			
<input type="checkbox"/> Sistemi a diluvio	<input type="checkbox"/> Sistema a schiuma per eliporti	<input type="checkbox"/> Pompe antincendio	

<input type="checkbox"/> Sistema antincendio ad acqua	<input type="checkbox"/> Sistema antincendio di protezione passiva	<input type="checkbox"/> Barriere antifluoco / antideflagrazione
<input type="checkbox"/> Sistema antincendio a CO ₂ /halon		<input type="checkbox"/> Altro, precisare...
g) Sistemi di blocco		
<input type="checkbox"/> Blocco di una singola apparecchiatura (LSD)	<input type="checkbox"/> Blocco del processo (PSD)	
<input type="checkbox"/> Blocco di emergenza (ESD)	<input type="checkbox"/> Valvola di isolamento sottomarina (SSIV)	
<input type="checkbox"/> Valvola ESD del collettore ascendente (riser)	<input type="checkbox"/> Valvola ESD degli impianti di superficie	
<input type="checkbox"/> Sistemi di depressurizzazione (blowdown)	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...	
h) Ausili alla navigazione		
<input type="checkbox"/> Ausili alla navigazione aerea	<input type="checkbox"/> Ausili alla navigazione marittima	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...
i) Macchine rotanti – generatori di potenza		
<input type="checkbox"/> Turbina per compressore	<input type="checkbox"/> Turbina per generatore	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...
j) Attrezzature di evacuazione e salvataggio		
<input type="checkbox"/> Dispositivi di sicurezza personale	<input type="checkbox"/> Scialuppe di salvataggio/TEMPSC	<input type="checkbox"/> Mezzi di evacuazione terziari (zattere e autogonfiabili)
<input type="checkbox"/> Rifugio temporaneo / punto di raccolta	<input type="checkbox"/> Mezzi di ricerca e salvataggio	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...
k) Sistemi di comunicazione		
<input type="checkbox"/> Radio / telefoni	<input type="checkbox"/> Sistemi di allertamento acustico	<input type="checkbox"/> Altro, precisare...
l) Altro, precisare...		

C.2.2. Descrizione delle conseguenze

L'incidente può degradare l'ambiente marino circostante?

Sì No

In caso affermativo, illustrare gli impatti ambientali già osservati o che potrebbero derivare dall'incidente.

C.3. Indicazione preliminare delle cause dirette e alla radice dell'evento (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Si riporta di seguito una ricostruzione del tutto preliminare sulle possibili ipotesi di cause dell'evento, effettuata sulla base del materiale fotografico e del primo sopralluogo in sito.

Allo stato, si potrebbe ipotizzare che durante il trasferimento del carico dalla piattaforma all'imbarcazione, per cause tutt'ora da identificare il telaio del tank si potrebbe essere incastrato nel Towing Wire Stopper-TWS dell'imbarcazione (elemento solidale alla murata utilizzato per fermare il cavo di rimorchio). Tale accadimento accidentale potrebbe avere mandato in trazione il sistema gru-carico con un imprevedibile sovraccarico del sistema stesso che potrebbe averne causato il cedimento.

C.4. Prima esperienza acquisita e raccomandazioni preliminari per evitare il ripetersi di eventi analoghi (entro 10 giorni lavorativi dall'evento).

Descrivere le eventuali esperienze di rilievo acquisite in seguito all'evento. Elencare le raccomandazioni per prevenire il ripetersi di eventi analoghi.

È stata emessa una Comunicazione Interna "Attività Movimentazione carichi offshore con gru di piattaforma" (prot. n. 290, del 6 marzo 2019) attraverso la quale vengono sospese temporaneamente tutte le attività di sollevamento ad esclusione di quelle necessarie ad assicurare il presidio in sicurezza in piattaforma (materiali di prima necessità e viveri).

È stato emesso un Ordine di Servizio (n. 6/2019, dell'8 marzo 2019) "Barbara F: interdizione imbarcadero lato ovest" e disposto il divieto d'accesso di parte del main-deck e dei ponti inferiori, a causa del potenziale pericolo di caduta oggetti dall'alto.

E' stato identificato un team multidisciplinare interno Eni al fine di valutare l'evento, studiarne le cause e definire le eventuali e più opportune azioni preventive e correttive.

Parte riservata all'autorità competente.

È considerato un incidente grave?

Sì

No

Giustificazione:

SEZIONE D

SIGNIFICATIVA PERDITA DI INTEGRITÀ STRUTTURALE, O PERDITA DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DI UN INCENDIO O DI UN'ESPLOSIONE, O PERDITA DELLA STAZIONARIETÀ IN RELAZIONE A UN IMPIANTO MOBILE

Si riporta la compilazione della sezione sulla base delle linee guida del regolamento 1112/2014 che indica nella parte 3.2 quanto segue" *SECTIONS C and D need to be completed if there are failures of SECEs concerning Structural Integrity Systems (e.g. Mooring systems) as per section C.2.1.a*" sebbene l'evento non abbia avuto alcun impatto di integrità strutturale della piattaforma.

D.1. Informazioni generali

a) Nome della nave (se pertinente): *Piattaforma Barbara F.*

D.2. Descrizione delle circostanze, delle conseguenze dell'evento e risposta all'emergenza

Indicare il sistema che ha originato il guasto e descrivere le circostanze dell'evento/ descrivere quanto accaduto, comprese le condizioni meteorologiche e lo stato del mare.

Fare riferimento a quanto indicato, nella sezione C.2.1. Condizioni meteo: sereno, vento calmo, mare calmo.

D.3. Indicazione preliminare delle cause dirette e alla radice dell'evento (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Fare riferimento a quanto indicato nella sezione C.3.

D.4. Prima esperienza acquisita e raccomandazioni preliminari per evitare il ripetersi di eventi analoghi (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Fare riferimento a quanto indicato nella sezione C.4.

Parte riservata all'autorità competente.

È considerato un incidente grave?

Sì

No

Giustificazione:

SEZIONE I

EVACUAZIONE DI PERSONALE

I.1. Informazioni generali

Data/ora di inizio e fine dell'evacuazione: *05/03/2019, dalle ore 7:58 circa (chiamata al 118) alle ore 10:30 (arrivo elicottero presso ospedale Torrette di Ancona).*

I.2. Descrizione delle circostanze, delle conseguenze dell'evento e risposta all'emergenza

Evacuazione a titolo precauzionale o di emergenza?

Precauzionale Emergenza Entrambi

Numero di persone evacuate: *2 (due) marittimi di ditta appaltatrice.*

Mezzi di evacuazione: *elicottero I-ANKO.*

Indicare il sistema che ha originato il guasto e descrivere le circostanze dell'evento/descrivere quanto accaduto tranne se già riportato in una precedente sezione della relazione.

Fare riferimento a quanto indicato nelle Sezioni C.

Per quanto concerne strettamente l'evacuazione, si riporta la tempistica in dettaglio:

- *ore 7.58 circa: attivazione del 118 di Ancona;*
- *ore 8.55: decollo elicottero I-ANKO da aeroporto di Falconara con equipe medica;*
- *ore 9.25: appontaggio elicottero su Barbara F; successivo trasferimento dell'equipe medica su Aline B per mezzo del C/B Fox, per la stabilizzazione dei feriti e la loro preparazione al trasporto;*
- *ore 10.30: atterraggio e sbarco su eliporto ospedale Torrette di Ancona.*

I.3. Indicazione preliminare delle cause dirette e alla radice dell'evento (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

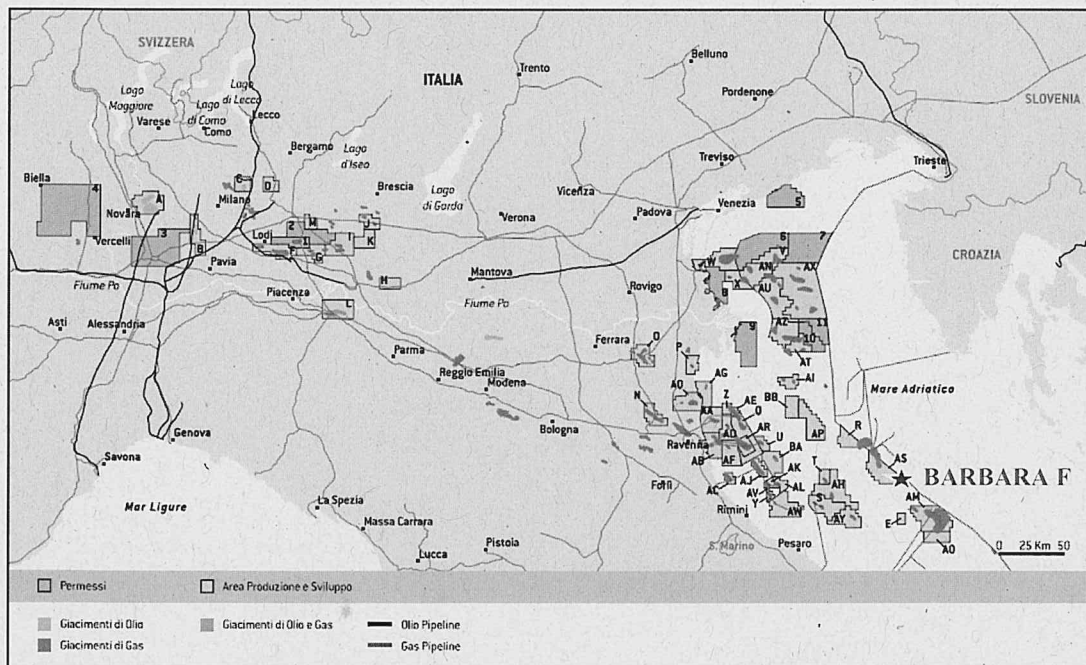
Fare riferimento a quanto indicato nella Sezione C.3

I.4. Prima esperienza acquisita e raccomandazioni preliminari per evitare il ripetersi di eventi analoghi (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Fare riferimento a quanto indicato nella Sezione C.4

FINE DELLA RELAZIONE

Incidente 5 marzo 2019 Piattaforma Barbara F Distretto Italia Centro-Settentrionale



DESCRIZIONE INCIDENTE

In data 5 marzo 2019 alle ore 7:48 si è verificato un incidente sulla piattaforma Barbara F, a circa 60 km al largo di Ancona, che ha provocato un morto e due feriti.

Durante lo scarico di un serbatoio vuoto di azoto (peso 7 ton) dalla piattaforma al ponte del supply vessel Aline B si è verificato il cedimento strutturale del tronchetto flangiato sottostante la ralla su cui era installata la gru di sollevamento carichi, causando la caduta in mare della gru e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione dell'appaltatore Bambini (Giuseppe Berardi, 48 anni; Carmelo Catalano, 53 anni). Al momento dell'incidente, la vittima, ossia il gruista (Eni: Egidio Benedetto, 63 anni) si trovava all'interno della cabina di comando. Tramite l'utilizzo di un ROV, il braccio della gru è stato individuato a una profondità di 30 metri, ancora appeso all'Aline B. La cabina di comando è affondata ad una profondità di 72 metri. Non si sono verificate esplosioni o incendi.



Fotografia del luogo dell'incidente

AZIONI DI SOCCORSO E PRONTO INTERVENTO

Sono stati immediatamente allertati la Capitaneria del Porto di Ancona e il 118. Una motovedetta della Capitaneria con sommozzatori dei Vigili del Fuoco (VVF) ha lasciato il porto alle ore 8:50. Un elicottero dell'Eni con personale del 118 a bordo, partito alle ore 8:55 da Falconara, ha raggiunto Barbara F alle ore 9:25.

In attuazione del piano interno di risposta alle emergenze, alle ore 08:15 si è proceduto con l'apertura della Sala Emergenza DICS con dichiarazione di livello 3, con il conseguente supporto delle sedi direzionali.

I due marittimi feriti sono stati trasportati d'urgenza in elicottero all'ospedale Torrette di Ancona con arrivo alle 10:30, dove sono stati dichiarati in codice rosso (Berardi presenta un trauma cranico con ampia ferita lacero-contusa del cuoio capelluto e trauma toracico con fratture costali. La prognosi è di 30 giorni e sarà trattenuto in osservazione in ospedale; Catalano è in condizioni emodinamiche stabili, presenta una frattura esposta di femore, fratture multiple del bacino e frattura vertebrale ed è stato operato d'urgenza per la stabilizzazione delle fratture. La prognosi è riservata ma senza pericolo di vita).

Alle 13:20 è stata individuata la cabina di comando adagiata sul fondale, insieme al corpo senza vita di Egidio Benedetto.

Nel corso del pomeriggio del 5/3, la Capitaneria di Porto ha dapprima rilevato una lieve iridescenza nell'area interessata dall'incidente, successivamente scomparsa, come confermato a valle di una ricognizione dell'elicottero dei VVF. Il fenomeno di iridescenza certamente non era ascrivibile a fluidi di giacimento, ma eventualmente ai fluidi della gru. In tale contesto si conferma l'insussistenza di emergenze ambientali.



Nel corso della notte sono giunti nei pressi della piattaforma il ROV dei VVF specializzato in operazioni di recupero e l'installation Vessel MAMTA, mobilitato da Eni per le operazioni di messa in sicurezza attualmente in corso.

Alle ore 5:00 del 6/3 la salma è stata recuperata dal ROV dei VVF, ed è stata trasportata da una motovedetta della Capitaneria di Porto presso il Porto di Ancona e successivamente all'ospedale Le Torrette di Ancona per i successivi esami autoptici.

Alle ore 9:00 la cabina è stata recuperata con l'utilizzo di un ROV ed adagiata sulla coperta del MAMTA. Su disposizione della Magistratura, la cabina recuperata e le altre parti della gru ancora da recuperare saranno da considerarsi sotto sequestro, e verranno trasportate in un'area del Porto di Ancona in via di identificazione.

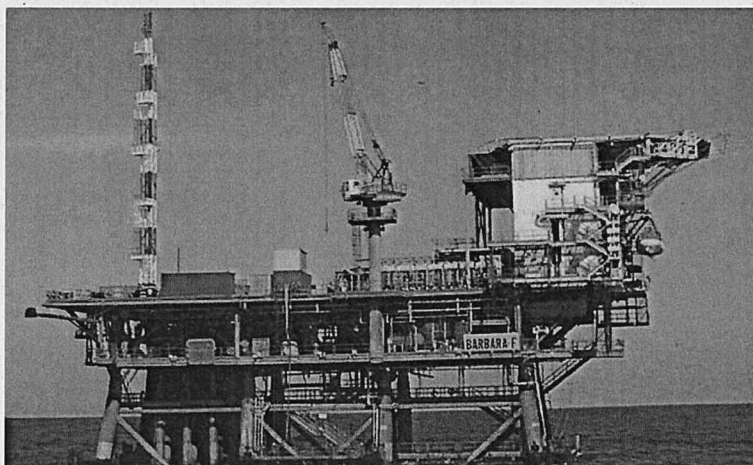
Le attività di produzione sono state immediatamente sospese dopo l'incidente, con shutdown della piattaforma completato alle ore 9:45 del 5/3.

Contestualmente sono state sospese per precauzione le attività con le gru per tutte le piattaforme del distretto Centro Settentrionale. Nella giornata del 6/3 sono stati autorizzati con apposita procedura gli usi della gru al solo fine di garantire le operazioni di sbarco/imbarco di personale, bagagli, viveri e materiali di prima necessità (acqua, gasolio) in modo da assicurare il presidio delle piattaforme.

Per le operazioni di soccorso, messa in sicurezza e supporto alle Autorità, sono stati movimentati i seguenti mezzi navali:

- Falco Crew Boat
- MAMTA Installation Vessel
- Brodospas Beta Supply Vessel
- Wolf Crew Boat (ROV dei VVF)
- Blue Lady Crew Boat
- Fox Crew Boat (con ROV)
- Sea Runner Crew Boat (con equipment antinquinamento)
- Misa Primo Rimorchiatore (per rimorchio Aline B)

DATI DI BACKGROUND
PIATTAFORMA BARBARA F



Eni spa
Direzione Italian Region
Distretto Centro-Settentrionale



Concessione mineraria: A.C7.AS (Eni 100% w.i.)
Anno di installazione: 1988
Anno di avvio produzione: 1995
Produzione media 2018: 1.4 kboed, gas
Export route: 14'', distanza di 5 km dalla piattaforma Barbara T
Distanza dalla costa: 59 km
Profondità marina: 70 m
Dimensioni deck: 40x50 m, jacket a 8 gambe
Eliporto: presente, 3700 kg
Capacità ricettiva: modulo alloggi di 31 posti
Tipologia generazione: fuel gas e diesel
Numero pozzi in operazione: 15 (di cui 8 in produzione)
Transito sealines: no

GRU

Ultimo collaudo: UNMIG - 23/8/2018 (validità 1 anno, senza prescrizioni)
Capacità massima di carico: 18 ton
Anno di fabbricazione: 1988
Dati di costruzione: ITALGRU matr. AN-35/88, mod. TM110S.



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Alla c.a. dei Componenti del Comitato per la Sicurezza delle operazioni a mare (ex art. 8 D.lgs.145/2015):

- **AI MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO**
Direzione Generale per la Sicurezza anche Ambientale delle Attività Minerarie ed Energetiche - UNMIG
Dott.ssa Emilia Masiello
Via Molise, 2 – 00187 Roma
PEC: dgsunmig.dg@pec.mise.gov.it

- **AI MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**
Direttore della Direzione generale della Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare
Dott.ssa Maria Carmela Giarratano
Via Cristoforo Colombo, n. 44 00147 - Roma (Italia)
PEC: dgprotezione.natura@pec.minambiente.it

- **AI MINISTERO DELL'INTERNO**
Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco
Ing. Marco Cavriani
Largo S. Barbara, 2 00178 Roma (RM)
PEC: dc.prevenzionest@cert.vigilfuoco.it

Via Molise, 2 – 00187 Roma



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

- **AI CORPO DELLE CAPITANERIE DI PORTO -
GUARDIA COSTIERA**

Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di
Porto-Guardia Costiera

Amm. Isp. C° (CP) Giovanni Pettorino

Viale dell'Arte, 16 - 00144 Roma

PEC: cgcp@pec.mit.gov.it

- **Allo STATO MAGGIORE DELLA MARINA
MILITARE**

Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare

Amm. Sq. Paolo Treu

Palazzo Marina, Piazza della Marina, 4 00196 Roma

PEC: maristat@postacert.difesa.it

E, p.c.:

- DGS – UNMIG Divisione II Sez. UNMIG Bologna
Pec: dgsunmig.div02@pec.mise.gov.it
- DGS – UNMIG Divisione III Sez. UNMIG Roma
Pec: dgsunmig.div03@pec.mise.gov.it
- DGS – UNMIG Divisione IV Sez. UNMIG Napoli
Pec: dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it
- DGS – UNMIG Divisione VI Sez.
Pec: dgsunmig.div06@pec.mise.gov.it

**Oggetto: Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi "A.C7.AS" – Piattaforma
"Barbara F" – Evento incidentale del 05/03/2019 – Condivisione informazioni ai sensi
dell'art. 23 del D.Lgs. 145/2015.**

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 334 6052274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>

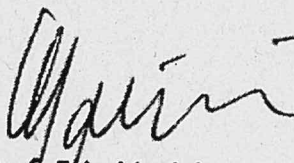


Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Si trasmette, per la condivisione e le valutazioni di competenza, la nota n. 356/DICS in data 20 marzo 2019 con la quale ENI SpA trasmette la documentazione di cui all'Allegato I del Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione Europea.


Prof. Ezio Mesini

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 334 6052274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



Prot. n. 718 /DICS

Marina di Ravenna, lì 04/06/2019

Distretto Centro-Settentrionale
Via Del Marchesato, 13
48122 Marina di Ravenna (RA)
Tel. +39 0544 512.111
eni.com

Spett.le
**Comitato per la sicurezza delle operazioni
in mare c/o Ministero dello Sviluppo
Economico**

c/o Direzione Generale per la Sicurezza
Ufficio Nazionale Minerario per gli
Idrocarburi e le Georisorse
Via Molise, 2
00187 - Roma (RM)

segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

p.c.

**Comitato periferico per la sicurezza
delle operazioni in mare c/o
Ministero dello Sviluppo Economico**

DGS - UNMIG Divisione II
Sezione U.N.M.I.G. di Bologna
Via Zamboni, 1
40125 - Bologna (BO)

dgsunmig.div02@pec.mise.gov.it

**Oggetto: Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi
"A.C18.AG" - Luogo di lavoro "Jack Up Key Manhattan - Piattaforma
Annabella" - Evento incidentale del 24/05/2019 - Condivisione
informazioni ai sensi dell'art. 23 DLgs. 145/15.**

Con riferimento all'evento incidentale verificatosi in data 24 maggio 2019 presso il luogo di lavoro "Jack Up Key Manhattan - Piattaforma Annabella", si allega il "Formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori dei grandi rischi" di cui all' Allegato I del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione, del 13 ottobre 2014.

Cordiali saluti

L'Operatore
Ing. Diego Portoghese

eni spa

Capitale sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Part. IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sede legale:
Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)

Allegato I

Formato comune per comunicare i dati relativi agli incidenti e agli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi

(A norma dell'articolo 23 della direttiva 2013/30/UE)

Osservazioni generali sui dettagli delle informazioni da condividere

- a) I dettagli delle informazioni da condividere sono connessi al punto 2 dell'allegato IX della direttiva 2013/30/UE sulle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, in particolare al rischio di un incidente grave quale definito da detta direttiva.
- b) L'allegato IX, punto 2, della direttiva 2013/30/UE contiene indicatori essenziali di prestazione preventivi e consecutivi (*leading and lagging key performance indicators, KPI*), volti a fornire una panoramica esaustiva della sicurezza del settore degli idrocarburi in mare in uno Stato membro e nell'Unione europea, ma alcuni KPI hanno una funzione di avvertimento come i guasti degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) nonché gli incidenti mortali.
- c) A norma dell'articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 92/91/CEE del Consiglio ⁽¹⁾, il datore di lavoro fa rapporto quanto prima alle autorità competenti in merito a qualsiasi infortunio sul lavoro grave e/o mortale nonché in merito a qualsiasi situazione di pericolo grave. Tali dati sono impiegati dall'autorità competente per comunicare le informazioni richieste a norma dell'allegato IX, punto 2, lettere g) e h), della direttiva 2013/30/UE.

¹ Direttiva 92/91/CEE del Consiglio, del 3 novembre 1992, relativa a prescrizioni minime intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione (undicesima direttiva particolare ai sensi dell'articolo 16, paragrafo 1, della direttiva 89/391/CEE) (GU L 348 del 28.11.1992, pag. 9).

Data e ora dell'evento

- a) Data dell'evento: 24/05/2019
- b) Ora dell'evento: 12:30

Dettagli del luogo e della persona che comunica l'evento

Operatore/ proprietario:	Eni Spa – Distretto Centro Settentrionale DICS
Nome/tipo dell'impianto:	Piattaforma Annabella
Codice del titolo minerario e/o nome del campo (se pertinente):	A.C18.AG
Nome della persona che comunica l'evento:	ing. Diego Portoghese
Funzione della persona che comunica l'evento:	Datore di Lavoro, Titolare del permesso di concessione
Recapiti:	
Numero di telefono:	0544512200
Indirizzo e-mail:	ep_distretto_centrosettentrionale@pec.eni.com

Categorizzazione dell'evento ⁽²⁾

Tipo di evento comunicato (è possibile effettuare più di una scelta)

- A Rilascio accidentale di petrolio, gas o altre sostanze pericolose, infiammante o non infiammante:
 - 1. ogni rilascio accidentale di gas o petrolio infiammato in o da un impianto in mare;
 - 2. rilascio accidentale in o da un impianto in mare di:
 - a) gas naturale non infiammato o gas evaporato associato se la massa rilasciata ≥ 1 kg;
 - b) idrocarburi liquidi non infiammati se la massa rilasciata ≥ 60 kg;
 - 3. rilascio accidentale o fuoriuscita di qualsiasi sostanza pericolosa per cui è stato valutato il rischio di incidente grave nella relazione sui grandi rischi, in o da un impianto in mare, compresi i pozzi e i ritorni di additivi di perforazione.
- B Perdita di controllo dei pozzi che richieda l'attivazione di apparecchiature di controllo degli stessi, o guasto della barriera di un pozzo che richieda la sua sostituzione o riparazione:
 - 1. qualsiasi eruzione (*blowout*) del pozzo petrolifero, indipendentemente dalla durata;
 - 2. entrata in funzione di un dispositivo di prevenzione delle eruzione (*blowout prevention system*) o di un deviatore di flusso (*flow diverter system*) per controllare il flusso di fluidi dal pozzo;
 - 3. guasto meccanico di un componente del pozzo la cui funzione è prevenire o limitare l'effetto di un rilascio accidentale di fluidi da un pozzo o da un giacimento che alimenta un pozzo o il cui guasto potrebbe causare o contribuire a tale rilascio;
 - 4. adozione di misure precauzionali supplementari a quelle già contenute nel programma di perforazione originario nel caso in cui non sia stata rispettata la distanza minima prevista fra pozzi adiacenti.
- C Guasto di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente (SECE):
qualsiasi perdita o indisponibilità di un SECE che richiede un'azione correttiva immediata.
- D Significativa perdita di integrità strutturale, o perdita di protezione contro gli effetti di un incendio o un'esplosione, o perdita della stazionarietà in relazione a un impianto mobile:
qualsiasi condizione identificata che riduce l'integrità strutturale di progetto dell'impianto, inclusi la stabilità, il galleggiamento e la stazionarietà, in misura tale da richiedere un'azione correttiva immediata.
- E Imbarcazioni in rotta di collisione e collisioni effettive di navi con un impianto in mare:
qualsiasi collisione o potenziale collisione fra una nave e un impianto in mare che ha o potrebbe avere energia sufficiente per causare un danno all'impianto e/o alla nave tale da comprometterne la struttura nel suo complesso o l'integrità dei processi.
- F Incidenti che coinvolgono elicotteri, sull'impianto in mare o nelle sue vicinanze:
collisione o potenziale collisione fra un elicottero e un impianto a mare.
- G Qualsiasi incidente mortale da comunicare ai sensi della direttiva 92/91/CEE.

² Ai sensi dell'allegato IX della direttiva 2013/30/UE

- H Tutti gli infortuni gravi a cinque o più persone nello stesso incidente da comunicare ai sensi della direttiva 92/91/CEE.
- I Evacuazioni di personale:
qualsiasi evacuazione di emergenza imprevista di parte o di tutto il personale a seguito di un incidente grave o in caso di rischio significativo di incidente grave.
- J Incidente ambientale grave:
qualsiasi incidente ambientale grave quale definito all'articolo 2, paragrafo 1, lettera d), e all'articolo 2, paragrafo 37, della direttiva 2013/30/UE.

Osservazioni:

Se l'incidente rientra in una delle predette categorie, l'operatore/ il proprietario compila la sezione pertinente o le sezioni pertinenti, considerando che in un unico incidente potrebbe richiedere la compilazione di più di una sezione. Entro dieci giorni lavorativi dall'evento l'operatore/ il proprietario presenta all'autorità competente le sezioni compilate sulla scorta delle informazioni più pertinenti disponibili in quel momento. Se l'evento comunicato è un incidente grave, lo Stato membro avvia un'indagine approfondita a norma dell'articolo 26 della direttiva 2013/30/UE.

Gli incidenti mortali e gli infortuni gravi sono comunicati ai sensi della direttiva 92/91/CEE.

Gli incidenti che coinvolgono elicotteri sono comunicati a norma dei regolamenti dell'Autorità per l'aviazione civile. Se si verifica un incidente che coinvolge un elicottero in relazione alla direttiva 2013/30/UE, si compila la sezione F.

Tenuto conto degli obblighi facenti capo agli Stati membri di mantenere o conseguire un buono stato ecologico ai sensi della direttiva 2008/56/CE ⁽³⁾, qualora un rilascio accidentale di petrolio, gas o altra sostanza pericolosa o il guasto di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente o è probabile che abbia come conseguenza la degradazione dell'ambiente, tali impatti devono essere comunicati alle autorità competenti.

³ Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino) (Testo rilevante ai fini del SEE) (GU L 164 del 25.6.2008, pag. 19).

SEZIONE D

SIGNIFICATIVA PERDITA DI INTEGRITÀ STRUTTURALE, O PERDITA DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DI UN INCENDIO O DI UN'ESPLOSIONE, O DI PERDITA DELLA STAZIONARIETÀ IN RELAZIONE A UN IMPIANTO MOBILE

D.1. Informazioni generali

a) Nome della nave (se pertinente): *jack-up Key Manhattan, IMO 8752154, bandiera: Vanuatu.*

D.2. Descrizione delle circostanze, delle conseguenze dell'evento e risposta all'emergenza

Indicare il sistema che ha originato il guasto e descrivere le circostanze dell'evento/ descrivere quanto accaduto, comprese le condizioni meteorologiche e lo stato del mare.

Durante le operazioni di demob del jack-up Key Manhattan dalla piattaforma Annabella (lat. 44°13'41" N, lon. 13°04'44" E), ed in particolare durante il recupero delle gambe, la gamba di prua (bow leg) è rimasta bloccata nel fondo marino. Sono state riempite alcune pre-load tanks a poppa per favorire le manovre.

La gamba di prua, dopo aver recuperato con difficoltà circa 9 piedi di infissione, si è improvvisamente liberata, portando al conseguente urto dello scafo di poppa del jack-up con la piattaforma Annabella (lato nord).

Al momento dell'evento, la piattaforma Annabella risultava chiusa, depressurizzata, disenergizzata e spresidiata in accordo alle procedure di operazioni simultanee (SIMOPS).

Non si sono verificati danni a persone o impatti ambientali.

Sono stati rilevati i seguenti danni alla struttura della piattaforma Annabella:

- *Bumper anti-collisione di una gamba della piattaforma Annabella;*
- *Corrimano;*
- *Scala tra cellar deck e main deck.*

Per il jack-up è stata comunicata una foratura dello scafo a poppa, nello specifico alla vasca di prearica n. 39, il danneggiamento della gru poppiera e della cabina che ospita il perforatore durante le operazioni ("dog house").

Condizioni meteo e marine: Visibilità buona, vento leggero (direzione NNE), mare calmo (direzione NNE)

D.3. Cause preliminari dirette e alla radice dell'evento (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Sono attualmente in corso indagini interne, sia da parte di Eni che di Shelf Drilling, volte ad accertare le cause. Secondo le prime ipotesi, sembrerebbe che la causa preliminare sia stata l'infissione nel fondale marino della gamba di prua del Jack Up, la causa radice potrebbe essere individuata nell'improvvisa e inattesa liberazione della stessa, in seguito alle manovre di sollevamento.

D.4. Prima esperienza acquisita e raccomandazioni preliminari per evitare la ripetizione (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

È stata avviata una investigation interna per analizzare le cause. Eni, nei giorni successivi all'evento, ha provveduto ad eseguire due controlli: il primo mediante ROV (Remote Operated Vehicle) al fine di verificare l'assenza di danni evidenti alla struttura e il secondo tramite divers per una indagine di dettaglio su nodi e aste di collegamento dei bumper alla struttura.

I controlli eseguiti tramite ROV e divers non hanno evidenziato anomalie tali da impattare la stabilità strutturale del jacket.

Sulla base dei sopralluoghi e verifiche effettuate non si ha evidenza di anomalie o danneggiamenti.

Si prevede una sensibilizzazione, attraverso workshop dedicato con la ditta Contrattista, per ripercorrere la dinamica e le procedure in essere per successiva divulgazione delle lesson learnt.

La riapertura della produzione di Annabella, già sospesa per consentire le operazioni simultanee di perforazione e produzione (SIMOPS), è rimandata e subordinata alle prescrizioni indicate nella comunicazione via PEC di DGS-UNMIG ricevuta il 28 maggio 2019 con oggetto "Prescrizioni a seguito dell'evento del 24.05.2019 relativo all'urto del jack-up Key Manhattan con la p.ma Annabella. Concessione di coltivazione di idrocarburi "A.C18.AG". Società Eni SpA".

Il jack-up è stato riparato in sito e ha iniziato il moving domenica 26 maggio alle ore 19:00, allontanandosi dalla piattaforma Annabella.

Parte riservata all'autorità competente.

È considerato un incidente grave?

Sì

No

Giustificazione:

SEZIONE E

IMBARCAZIONI IN ROTTA DI COLLISIONE E COLLISIONI EFFETTIVE DI NAVI CON UN IMPIANTO IN MARE

E.1. Informazioni generali

- a) Nome/ stato di bandiera della nave (*): Jack Up Key Manhattan, IMO 8752154, bandiera: Vanuatu.
- b) Tipo/ stazza della nave (*): Jack Up, 6334 G.T.
- c) Contatti via AIS: non applicabile, in quanto il J.U. non era in navigazione, al momento dell'evento.

(*): Se pertinente

E.2. Descrizione delle circostanze, delle conseguenze dell'evento e risposta all'emergenza

Indicare il sistema guasto e descrivere le circostanze dell'evento/ descrivere quanto accaduto (distanza minima fra la nave e l'impianto, rotta e velocità della nave, condizioni meteorologiche)

Cfr. con D.2.

E.3. Cause preliminari dirette e profonde (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Cfr. D.3.

E.4. Prima esperienza acquisita e raccomandazioni preliminari per evitare la ripetizione (entro 10 giorni lavorativi dall'evento)

Cfr. D.4.

Parte riservata all'autorità competente.

È considerato un incidente grave?

Sì

No

Giustificazione:

FINE DELLA RELAZIONE



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Alla c.a. dei Componenti del Comitato per la Sicurezza delle operazioni a mare (ex art. 8 D.lgs.145/2015):

- **AI MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO**

Direzione Generale per la Sicurezza anche Ambientale delle Attività Minerarie ed Energetiche - UNMIG

Dott.ssa Emilia Masiello

Via Molise, 2 – 00187 Roma
PEC: dgsunmig.dg@pec.mise.gov.it

- **AI MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**

Direttore della Direzione generale della Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare

Dott.ssa Maria Carmela Giarratano

Via Cristoforo Colombo, n. 44 00147 - Roma (Italia)
PEC: dgprotezione.natura@pec.minambiente.it

- **AI MINISTERO DELL'INTERNO**

Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco

Ing. Marco Cavriani

Largo S. Barbara, 2 00178 Roma (RM)
PEC: dc.prevenzionest@cert.vigilfuoco.it

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 334 6052274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

- **AI CORPO DELLE CAPITANERIE DI PORTO -
GUARDIA COSTIERA**

Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di
Porto-Guardia Costiera

Amm. Isp. C° (CP) Giovanni Pettorino

Viale dell'Arte, 16 - 00144 Roma

PEC: cgcp@pec.mit.gov.it

- **Allo STATO MAGGIORE DELLA MARINA
MILITARE**

Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare

Amm. Sq. Paolo Treu

Palazzo Marina, Piazza della Marina, 4 00196 Roma

PEC: maristat@postacert.difesa.it

E, p.c.:

- DGS – UNMIG Divisione II Sez. UNMIG Bologna

Pec: dgsunmig.div02@pec.mise.gov.it

- DGS – UNMIG Divisione III Sez. UNMIG Roma

Pec: dgsunmig.div03@pec.mise.gov.it

- DGS – UNMIG Divisione IV Sez. UNMIG Napoli

Pec: dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it

- DGS – UNMIG Divisione VI Sez.

Pec: dgsunmig.div06@pec.mise.gov.it

Oggetto: Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi "A.C18.AG" – Luogo di lavoro "Jack Up Key Manhattan – Piattaforma Annabella - - Evento incidentale del 24/05/2019 – Condivisione informazioni ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. 145/2015.

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 334 6052274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

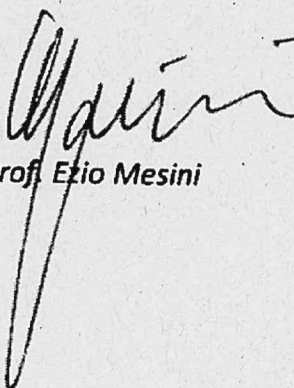
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Trasmetto, per la condivisione e le valutazioni di competenza, la nota n. 718/DICS in data 4 giugno 2019 con la quale ENI SpA trasmette la documentazione di cui all'Allegato I del Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione Europea.

Preciso che nella prossima riunione del Comitato sarà posta all'ordine del giorno la definizione del grado di gravità degli incidenti occorsi su "Barbara F" e tra "Annabella" e JU Key Manhattan, così come previsto dal Regolamento 1112/2014, Allegato 1, Sez. D ed E.

Vi sarò grato se vorrete far giungere eventuali commenti o suggerimenti al riguardo.


Prof. Ezio Mesini

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 334 6052274 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>

*Ministero dello Sviluppo Economico*

DIREZIONE GENERALE PER LA SICUREZZA ANCHE AMBIENTALE DELLE ATTIVITA' MINERARIE ED ENERGETICHE
UFFICIO NAZIONALE MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LE GEORISORSE (DGS-UNMIG)
Divisione II - Sezione U.N.M.I.G. di Bologna

Prot. N. 4390
Allegati 1
Risposta al Foglio N.
Del

ALLA PROCURA DELLA REPUBBLICA
C/O TRIBUNALE DI PESARO
Piazzale Giosuè Carducci, 12
6110 PESARO
pec: dirigente.procura.pesaro@giustiziacert.it

per conoscenza:

ALLA CAPITANERIA DI PORTO DI PESARO
Calata Caio Duilio, 47
61121 PESARO
pec: cp-pesaro@pec.mit.gov.it

AL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
Dir. Gen. per la Sicurezza (DGS-UNMIG)
Via Molise, 2
00187 ROMA
pec: dgsunmig.dg@pec.mise.gov.it

AL COMITATO PER LA SICUREZZA DELLE OPERAZIONI IN
MARE C/O MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
Dir. Gen. per la Sicurezza (DGS-UNMIG)
Via Molise, 2
00187 ROMA
pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

Oggetto: Evento del 24.05.2019 relativo all'urto del jack-up Key Manhattan con la p.ma Annabella. Concessione di coltivazione di idrocarburi "A.C18.AG". Società Eni SpA. Rapporto finale dell'indagine.

Si invia in allegato il rapporto finale sull'indagine eseguita da questo Ufficio a seguito dell'evento di cui in oggetto.

Nel corso dell'inchiesta sono emerse infrazioni alle norme minerarie vigenti, specificate nel rapporto allegato.

Con i seguenti separati procedimenti è stato dato riscontro a codesta Procura dei provvedimenti adottati ai sensi del D.Lgs. n. 758/1994:

- Ing. Franco Pelagage, direttore responsabile e capo piattaforma nel luogo di lavoro "piattaforma di perforazione Jack-Up Key Manhattan - piattaforma di produzione Annabella", procedimento avviato con nota prot. 2905 del 31.07.2019 e concluso con nota prot. 3654 del 19.09.2019;
- Ing. Diego Portoghese, titolare della concessione di coltivazione idrocarburi "A.C18.AG", Datore di Lavoro e Responsabile del Distretto Centro Settentrionale della Società Eni S.p.A., procedimento avviato con nota prot. 2806 del 23.07.2019 e concluso con nota prot. 3653 del 19.09.2019;
- Gary McHattie, dipendente della società Shelf Drilling, Offshore Installation Manager della piattaforma mobile di perforazione non semovente tipo Jack-Up "Key Manhattan", procedimento avviato con nota prot. 3838 del 01.10.2019 e in attesa di ultimazione.

Bologna,

6 NOV. 2019

IL DIRETTORE
(Ing. Marcello Sartori)





Ministero dello Sviluppo Economico

DIREZIONE GENERALE PER LA SICUREZZA ANCHE AMBIENTALE DELLE ATTIVITA' MINERARIE ED ENERGETICHE
 UFFICIO NAZIONALE MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LE GEORISORSE (DGS-UNMIG)
 Divisione II – Sezione U.N.M.I.G. di Bologna

RAPPORTO

redatto a seguito dell'indagine eseguita sull'evento del 24.05.2019 relativo all'urto della piattaforma di perforazione tipo jack-up *Key Manhattan* con la piattaforma di produzione *Annabella* - Concessione di coltivazione di idrocarburi "A.C18.AG" - Società Eni S.p.A..

DESCRIZIONE DELL'EVENTO

Evento verificatosi presso il luogo di lavoro "piattaforma di perforazione Jack-Up *Key Manhattan* – piattaforma di produzione *Annabella*", nell'ambito della concessione di coltivazione idrocarburi "A.C18.AG".

Data 24.05.2019 ora 12.30 circa

La piattaforma mobile di perforazione non semovente tipo Jack-Up denominata "Key Manhattan" della società Shelf-Drilling si trovava in data 24.05.2019 posizionata vicino alla piattaforma di produzione "Annabella" della società Eni S.p.A. per eseguire attività di intervento ai pozzi di produzione gas "Annabella 6 dir" e "Annabella 9 dirA" con l'esecuzione dei due side-track "Annabella 6 dir A" e "Annabella 9 dir B".

I suddetti lavori sono stati autorizzati dalla Direzione Generale per la Sicurezza anche Ambientale delle attività minerarie ed energetiche – Divisione II – Sezione U.N.M.I.G. di Bologna con nota prot. 17-3236 del 26.03.2018, ai sensi della normativa mineraria D.P.R. 09.04.1959 n. 128, D.P.R. 24.05.1979 n. 886 e D.Lgs. 25.11.1996 n. 624.

Nei giorni precedenti il Jack-Up "Key Manhattan" aveva terminato le attività di intervento ai due pozzi e pertanto erano state avviate le attività per il "demob" dell'impianto, consistenti nell'abbassamento dello scafo dell'impianto fino alla linea di galleggiamento e nel recupero delle 3 gambe, in preparazione della successiva partenza verso altra destinazione mediante rimorchio con l'ausilio di altri mezzi navali.

Le operazioni da condurre per il "demob" dell'impianto sono state stabilite all'interno di una procedura denominata "Rig Move Procedures – Key-Manhattan #139. – From Annabella To Emilio" versione 4 del 15.05.2019, appositamente definita per trasferire l'impianto dalla piattaforma "Annabella" alla piattaforma "Emilio". Questa procedura è stata predisposta da personale della Shelf Drilling, nella figura del *Marine Planner* (a bordo), ed approvata dal *Marine Superintendent* e dal *Rig Manager* della Shelf Drilling (a terra), e da una persona di riferimento della soc. Eni.

Durante le operazioni di "demob", in particolare durante il recupero delle 3 gambe, la gamba di prua del "Key Manhattan" è risultata presa nel fondo marino. Sono state pertanto riempite alcune casse di zavorra (preload tanks) a poppa per favorire manovre atte a liberarla, con l'impianto già in galleggiamento e le due gambe posteriori di poppa, già liberate dal fondo ma riappoggiate.

Avviata la risalita della gamba di prua, il Jack-Up ha iniziato ad inclinarsi leggermente verso prua. Con l'aiuto della spinta idrostatica nella parte anteriore del Jack-Up, la gamba di prua si è svincolata troppo velocemente. Il rilascio improvviso della tensione applicata alla gamba ha provocato una leggera inclinazione di 2,5 gradi dello scafo dalla parte opposta, verso la p.ma Annabella, con conseguente contatto tra le due piattaforme (di perforazione e di produzione).

L'urto tra le due strutture ha provocato i seguenti danni:

1. perforazione dello scafo del "Key Manhattan" (falla di 50 cm circa) in corrispondenza di una cassa di precarica, a seguito del contatto con uno spuntone di uno dei *bumpers* (paracolpi) della piattaforma "Annabella", e conseguente ingresso di acqua; tale danno è stato riparato in breve tempo per consentire lo spostamento del Jack-Up;
2. danneggiamento della paratia esterna della *Dog-House* (locale adiacente al *Drill-Floor* / piano sonda), entrata in contatto con alcune scale della piattaforma "Annabella";
3. danneggiamento del braccio della gru poppiera di sinistra del Jack-Up;
4. danni a 2 *bumpers* (paracolpi) a protezione del jacket della piattaforma Annabella;
5. danni ad alcune scale e corrimani della piattaforma.



Durante la movimentazione del Jack-Up dalla Piattaforma "Annabella" verso la Piattaforma "Emilio", la società Shelf Drilling ha ispezionato la gamba di prua e la sua *spudcan* (l'estremità inferiore della gamba). È stata riscontrata una rottura su una delle due linee di *jetting*, linea usata per pompare acqua in pressione verso gli ugelli posizionati nella parte inferiore della *spudcan*¹; la rottura sulla linea di *jetting* ha avuto come conseguenza il non raggiungimento dell'acqua al fondo della *spudcan*.

DATI DELLA SOCIETÀ TITOLARE DEL LUOGO DI LAVORO DOVE SI È VERIFICATO L'EVENTO

Titolare della concessione di coltivazione idrocarburi Eni S.p.A. nella persona di Diego Portoghese, nato a Cagliari il 01.11.1980, residente a Casaleto Lodigiano (LO), viale Cesare Vignati 16/F – domiciliato per la carica c/o Eni S.p.A. – Distretto Centro Settentrionale, Via del Marchesato 13- Marina di Ravenna (RA)

Denuncia d'esercizio n. 945/dics/sics/pm del 28.09.18 (agli atti di questo ufficio con prot.3639 del 01.10.18) e n.1037/dics/sics/pm del 19.10.2018 (agli atti di questo ufficio con prot.4032 del 26.10.18), ai sensi dell'art. 7 del DPR 886/1979 e dell'art. 20 del D.Lgs 624/1996.

Documento di sicurezza e salute (coordinato) – DSSC - depositato con nota n.944/dics/sics/pm in data 28.09.18 (agli atti di questo ufficio con prot.3635 del 01.10.18) e n.1036/dics/sics/pm in data 19.10.18 (agli atti di questo ufficio con prot.4031 del 26.10.18).

Direttori responsabili dei lavori:

Ing. Franco Pelagagge, nato a Roma il 21.07.1965, residente a Roma, via Vincenzo Irolli 299.

Ing. Donatello Di Clemente, nato a Pescara il 24.12.1972, residente a Pescara, via G. Marconi 316.

DATI DELLA DITTA CONTRATTISTA ESECUTRICE DEI LAVORI

Ditta SHELF DRILLING Support Services Limited,

Sede legale: Dublin (Ireland), 8th Floor Block E, Iveagh Court, Harcourt Road, Dublin 2, 662881

Legale rappresentante: Sig. Danial Ramy Azmy.

Sede operativa central: SHELF DRILLING DUBAI HEADQUARTERS MANAGEMENT, One JLT, Floor 12, Jumeirah Lakes Towers, P.O. Box 212201, Dubai, United Arab Emirates

Sede operativa in Italia: SHELF DRILLING ITALY - Shelf Drilling Adriatic Services KFT, Via Zara, 44 - 48122 Ravenna Italy

INCARICHI ATTRIBUITI (alla data dell'evento)

Direttore responsabile dei lavori di turno: Ing. Franco Pelagagge, nato a Roma il 21.07.1965, residente a Roma, via Vincenzo Irolli 299.

Sorvegliante di turno: Sig. Orazio Maugeri nato a Gela (CL) il 28.09.1980 e residente a Catania (CT) in via S. Pietro 54B.

Gary McHattie (Offshore Installation Manager), dipendente della società Shelf Drilling

Robert Murray (Rig Mover - Marine Planner), dipendente della società Shelf Drilling

VIOLAZIONI ACCERTATE

Durante gli accertamenti eseguiti da questo Ufficio è stato riscontrato che l'ing. Franco Pelagagge non era presente a bordo il giorno 24.05.2019.

Il sig. Franco Pelagagge ha svolto mansioni di Direttore Responsabile e Capo Piattaforma, ai sensi dell'art. 7 del DPR 886/1979 e dell'art. 20 del D.Lgs 624/1996, del luogo di lavoro "Jack-Up Key Manhattan – p.ma Annabella", come da nomina (denuncia d'esercizio) della soc. Eni prot.945/dics/sics/pm del 28.09.2018 (agli atti di questo ufficio con prot.3639 del 01.10.18) e prot.1037/dics/sics/pm del 19.10.2018 (agli atti di questo ufficio con prot.4032 del 26.10.18).

Con nota prot.785/dics del 21.06.2019 (agli atti di questo ufficio con prot.2514 del 28.06.19) il titolare della soc. Eni ha comunicato all'ing. Franco Pelagagge la revoca della nomina per la sua assenza dal Luogo di Lavoro "Jack-Up Key Manhattan – p.ma Annabella" nella data dell'evento.

¹ Il sistema di *jetting* assume un ruolo fondamentale nell'operazioni di recupero delle gambe in quanto serve a rompere l'effetto ventosa dovuto alla coesione tra la *spudcan* ed il terreno sottostante.



La mancata presenza dell'ing. Franco Pelagagge nella data dell'evento è stata inoltre ribadita all'interno della nota prot.907/dics del 17.07.2019 (agli atti di questo ufficio con prot.2741 del 18.07.19), nella quale è stato allegato l'elenco delle persone presenti a bordo.

Nel verbale di accertamento infrazione delle norme del D.P.R. 24.05.1979 n. 886, l'ing. Franco Pelagagge ha confermato di essere sceso dalla piattaforma di perforazione Jack-Up Key-Manhattan il giorno 23 maggio 2019 e di non essere stato presente il giorno 24.

Il Direttore Responsabile e Capo Piattaforma ing. Franco Pelagagge, ha commesso la seguente infrazione:

- art. 27, comma 1 e 4 del D.P.R. 24.05.1979 n.886, sanzionato all'art.91 dello stesso D.Lgs. con arresto da due a quattro mesi o ammenda da 2.065,83 a 51.645,69 euro

in quanto:

- il "Capo Piattaforma" ing. Franco Pelagagge non essendo presente a bordo, durante le operazioni di abbassamento della piattaforma di perforazione Jack-Up Key-Manhattan, posizionata sul lato nord della p.ma Annabella, non poteva ottemperare a quanto indicato all'art. 27, commi 1 e 4.

Il sig. Gary McHattie, dipendente della società Shelf Drilling, *Offshore Installation Manager* della piattaforma mobile di perforazione non semovente tipo Jack-Up "Key Manhattan", ha commesso la seguente infrazione:

- art. 9, punto e) del D.P.R. 128/1959, sanzionato all'art.684, lettera b) dello stesso Decreto con arresto fino ad un mese o ammenda da 154,94 a 774,69 euro

in quanto:

- ha fatto eseguire una manovra pericolosa all'impianto Jack-Up "Key Manhattan" durante la fase di recupero della gamba di prua, senza informare il Capo Piattaforma (ing. Franco Pelagagge), nonostante l'impianto stesso fosse posizionato molto vicino a 2 *bumpers* della piattaforma Annabella (meno di 2 m), così come riportato a pag. 9 del documento "Rig Move Procedures – Key-Manhattan #139 – From Annabella To Emilio" versione 4 del 15 maggio 2019.

Il documento sopra menzionato è stata allegato alla nota prot.907/dics del 17.07.2019 inviata a questo Ufficio dalla soc. Eni ed acquisita agli atti con prot.2741 del 18.07.19.

L'ing. Diego Portoghese, in qualità di Titolare della concessione di coltivazione di idrocarburi "A.C18.AG", ha commesso la seguente infrazione:

- art. 6, comma 2 del D.Lgs. 25.11.1996 n.624 ("Il datore di lavoro, nel DSS, attesta annualmente che i luoghi di lavoro, le attrezzature e gli impianti sono progettati, utilizzati e mantenuti in efficienza in modo sicuro."), sanzionato all'art.104, comma 1 dello stesso D.Lgs. con arresto da tre a sei mesi o ammenda da 1.549,37 a 4.131,65 euro

in quanto:

- dalla relazione redatta dal RINA doc. n.P0015317-H1 rev.0 del giugno 2019, fatta pervenire a questo Ufficio in allegato alla nota Eni prot.742/dics del 12.06.2019 (agli atti di questo ufficio con prot.2275 del 13.06.201), si evince che i due paracolpi posizionati sul lato nord della p.ma Annabella erano già danneggiati (privi delle gomme e del palo che le teneva) da prima dell'evento accaduto in data 24.05.2019;
- la relazione riporta alla pag. 9: "*Data la presenza di accrescimento marino,, si assume che tale rottura sia antecedente all'impatto del Jack-Up Key Manhattan*";
- agli atti di questo ufficio risulta che, con nota prot.950/dics/sics/pm del 28.09.18 (agli atti di questo ufficio con prot.3639 del 01.10.2018), il titolare ha inviato l'attestazione richiesta dall'art.6 del D.Lgs. 624/96, per il luogo di lavoro "Jack-Up Key Manhattan - p.ma Annabella", dichiarando che le attrezzature e gli impianti risultavano progettati, utilizzati e mantenuti in efficienza in modo sicuro.

Elencazione dei responsabili delle violazioni con riguardo ai poteri effettivi ed all'eventuale organigramma aziendale

- Ing. Franco Pelagagge, direttore responsabile e capo piattaforma nel luogo di lavoro "piattaforma di perforazione Jack-Up Key Manhattan – piattaforma di produzione Annabella";
- Gary McHattie, dipendente della società Shelf Drilling, *Offshore Installation Manager* della piattaforma mobile di perforazione non semovente tipo Jack-Up "Key Manhattan";
- Ing. Diego Portoghese, Titolare della concessione di coltivazione idrocarburi "A.C18.AG", Datore di Lavoro e Responsabile del Distretto Centro Settentrionale della Società Eni S.p.A..



Provvedimenti adottati in relazione all'incidento

Contestazione delle contravvenzioni sopra menzionate ed avvio dell'azione sanzionatoria ai sensi del D.Lgs. n. 758/1994, di cui si è dato riscontro a codesta Procura con separati procedimenti.

- Ing. Franco Pelagagge, procedimento avviato con nota prot. 2905 del 31.07.2019 e concluso con nota prot. 3654 del 19.09.2019;
- Ing. Diego Portoghese, procedimento avviato con nota prot. 2806 del 23.07.2019 e concluso con nota prot. 3653 del 19.09.2019;
- Gary McHattie, procedimento avviato con nota prot. 3838 del 01.10.2019 e in attesa di ultimazione.

Azioni correttive intraprese dalle società coinvolte

Le società Shel-Drilling ed Eni hanno rivisto le modalità di elaborazione delle procedure di "Rig Move", inserendo delle verifiche preliminari da eseguire sulle jet-lines delle gambe del Jack-Up e rivendendo il processo di approvazione delle procedure stesse, in modo tale da coinvolgere anche l'Offshore Installation Manager della Shelf Drilling ed i Direttori Responsabili / Capo Piattaforma nominati da Eni.

La società Shel-Drilling ha inoltre implementato il sistema di controllo di funzionamento delle jet-lines del Jack-Up, con l'inserimento di appositi manometri.

La Società Eni ha elaborato una nuova procedura in maniera tale da verificare periodicamente, o con congruo anticipo rispetto ad operazioni di rig-move previste, lo status dei bumpers (paracolpi), che devono essere eventualmente ripristinati prima delle operazioni di rimorchio degli impianti di perforazione.

Visto
Il Direttore



I Funzionari

ing. Alessio Agazzani

p.a. Luigi Manfra



Ministero dello Sviluppo Economico

AOO Energia

Struttura: DGS-UNMIG

REGISTRO UFFICIALE

Prot. n. 0016860 - 11/07/2017 - INGRESSO

Ministero dello Sviluppo Economico

GABINETTO DEL MINISTRO

Ministero dello Sviluppo Economico

Uffici diretta collaborazione del Ministro

Struttura: UDCM_GAB

REGISTRO UFFICIALE

Prot. n. 0016491 - 07/07/2017 - USCITA

ALLA D.G. PER LA SICUREZZA ANCHE
AMBIENTALE DELLE ATTIVITÀ MINERARIE ED
ENERGETICHE – UFFICIO NAZIONALE
MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LE
GEORISORSE

C.A. ING. FRANCO TERLIZZESE
DIRETTORE GENERALE

SEDE

Oggetto: decreto del Ministro dello sviluppo economico recante modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori ex art. 19, comma 5 del D.Lgs. 145/2015. Sicurezza operazioni in mare nel settore idrocarburi.

Si trasmette l'originale del decreto firmato dal Ministro per il seguito di competenza.

IL DIRETTORE DI GABINETTO

(Barbara Luisi)



Ministero dello Sviluppo Economico

IL MINISTRO

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, di attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;

VISTO il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, di attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, recante norme in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e sue modifiche ed integrazioni;

VISTO il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE;

VISTO il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, registrato alla Corte dei Conti in data 6 dicembre 2016 e pubblicato come previsto dallo stesso decreto, sul sito del Ministero dello sviluppo economico – DGS – UNMIG, in data 11 gennaio 2017, recante le modalità di funzionamento del Comitato ex articolo 8 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145;

SENTITE le associazioni sindacali di settore maggiormente rappresentative

Articolo 1

(Finalità)

1. Il presente decreto, in attuazione dell'articolo 19, comma 5, del D.Lgs. 145/15, stabilisce:

- a. le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori;
- b. i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 e per la consultazione periodica.

Articolo 2

(Rappresentanza)

1. L'accordo formale di consultazione tripartita di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 è sottoscritto dal Presidente del Comitato, dall'operatore, relativamente a tutte le attività off-shore condotte dalla Società nello Stato italiano, e dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative.
2. Alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro eventuali organizzazioni rappresentative e per il Comitato il Presidente o un suo delegato.
3. L'operatore e i lavoratori sono rappresentati paritariamente.
4. All'avvio della consultazione tripartita, l'operatore e ciascuna organizzazione sindacale comunicano tempestivamente al Comitato i nominativi di n. 2 (due) loro rappresentanti.

Articolo 3

(Oggetto di consultazione tripartita)

1. Sono oggetto di consultazione tripartita la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi, l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione, il sistema di gestione integrato della salute, della

sicurezza e dell'ambiente di cui all'articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

2. Possono essere oggetto di consultazione tripartita su richiesta del Comitato, dell'operatore o del rappresentante dei lavoratori:
 - a. la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19, comma 1, e allegato I paragrafo 8, del D.Lgs. 145/15 relativamente all'impegno dell'operatore a favorire i meccanismi di consultazione;
 - b. le comunicazioni di cui agli articoli 11, comma 1, lettera c), h) e i) e comma 3 e 5, 15 comma 1, e 16 comma 1, del D.Lgs. 145/2015.
3. La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

Articolo 4

(Modalità per la stipula dell'accordo)

1. Ai fini della stipula dell'accordo formale di consultazione tripartita di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/2015 il Comitato, ai sensi dell'articolo 6, comma 7, dello stesso decreto, predispone uno schema di accordo da sottoporre alla discussione con i rappresentanti dell'operatore e dei lavoratori in una apposita riunione preliminare.
2. Lo schema di accordo da stipularsi per ogni operatore:
 - a. definisce le modalità e la cadenza per la consultazione tripartita, tenendo conto dei criteri espressi dal presente decreto;
 - b. fa riferimento al complesso di tutte le attività svolte nell'off-shore italiano dall'operatore;

3. Nella riunione preliminare sono stabilite le modalità per l'acquisizione delle osservazioni, la condivisione delle previsioni dell'accordo e la stipula formale.

Articolo 5

(Modalità di consultazione)

1. Per l'avvio della consultazione tripartita l'operatore predispone la documentazione pertinente di cui all'articolo 3, come "*documento di consultazione*" che invia al Comitato e alla rappresentanza dei lavoratori.
2. Il Presidente del Comitato o un suo delegato, per dare inizio alla consultazione, convoca in via preliminare gli interessati per posta elettronica – PEC.
3. In sede di discussione il Presidente o un suo delegato stabilisce i tempi per la presentazione delle eventuali osservazioni che in ogni caso non possono superare 30 giorni dalla data in cui si è svolta la riunione preliminare.
4. Entro i termini di cui al comma 3, i soggetti coinvolti rendono le proprie indicazioni relative all'oggetto della consultazione. Tali osservazioni, congruamente motivate, indicano le modifiche eventualmente necessarie al "*documento di consultazione*".
5. Trascorsi i termini previsti può essere convocata una seconda riunione per procedere alla condivisione delle proposte avanzate e quindi alla chiusura della consultazione tripartita.
6. Almeno una volta all'anno e comunque ogni volta che sia ritenuto opportuno dalle parti, su convocazione del Presidente del Comitato, i soggetti coinvolti si riuniscono per le attività in consultazione tripartita di cui all'articolo 3, commi 1 e 2, lettera a).
7. Nei casi di cui al articolo 3, comma 2, lettera b) i tempi per la consultazione non possono comunque eccedere quelli previsti dall'articolo 8 del d.P.C.M. del 27 settembre 2016.

Articolo 6

(Disposizioni transitorie e finali)

1. Restano ferme le previsioni di cui:
 - a. agli articoli 12 comma 2, 13 comma 2 e allegato I paragrafi 2, punto 3), 3 punto 2), 6 punto 2), del D.Lgs. 145/15 per la consultazione dei lavoratori per la redazione della relazione grandi rischi;
 - b. all'articolo 35 del D.Lgs. 81/2008 e all'articolo 8 del D.Lgs. n. 624/1996, per lo svolgimento delle riunioni periodiche.
2. Lo schema di accordo di cui articolo 4, comma 1, è adottato entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Articolo 7

(Invarianza finanziaria)

1. I soggetti coinvolti provvedono all'attuazione del presente decreto nell'ambito delle proprie attività istituzionali ed utilizzando a tale fine le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.
2. In ogni caso, dall'attuazione del presente decreto non derivano nuovi o maggiori oneri né minori entrate a carico della finanza pubblica.

Il presente decreto sarà trasmesso agli organi di controllo per gli adempimenti di competenza e pubblicato sul sito istituzionale del Ministero dello sviluppo economico.

5 LUG. 2017


Il Ministro



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

AL MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE
- UFFICIO DEL COORDINAMENTO LEGISLATIVO
ufficiocoordinamentolegislativo@pec.mef.gov.it
- UFFICIO LEGISLATIVO – ECONOMIA
legislativo@pec.mef.gov.it
VIA XX SETTEMBRE 97
00187 ROMA

AL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
- UFFICIO DI GABINETTO
gabinetto@pec.mise.gov.it
- UFFICIO LEGISLATIVO
Ufficio.legislativo@pec.mise.gov.it
VIA MOLISE 2
00187 - ROMA

E P.C.
AL MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE
DIPARTIMENTO RAGIONERIA GENERALE DELLO
STATO
rgs.ragionieregenerale.coordinamento@pec.mef.gov.it
VIA XX SETTEMBRE
00187 ROMA

AL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
D.G.S. – UNMIG
dgsunmig.dg@pec.mise.gov.it
VIA MOLISE 2
00187 ROMA

Oggetto: Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la ricerca e coltivazione degli idrocarburi (ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145) – Richiesta chiarimenti.



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Il Presidente

Sulla Gazzetta Ufficiale del 16 settembre 2015, n. 215 è stato pubblicato il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, di attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi che modifica la direttiva 2004/35/CE. Lo stesso si inserisce in un quadro normativo già esistente in materia di sicurezza e di protezione del mare dall'inquinamento che ha finora garantito, attraverso una rigorosa applicazione e costanti controlli da parte delle strutture tecniche del Ministero dello sviluppo economico, in collaborazione con gli altri enti competenti, il raggiungimento dei più alti livelli europei di sicurezza per i lavoratori e l'ambiente, con incidenti e infortuni ben inferiori a quelli del complesso industriale produttivo.

Il decreto legislativo n. 145/2015 istituisce, ex art. art. 8, recependo il corrispondente articolo della direttiva, il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, autorità competente e deputata a svolgere funzioni con poteri di regolamentazione, vigilanza e controllo al fine di prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e quindi di limitare le conseguenze di tali incidenti.

Il Comitato dispone di un organismo centrale e delle articolazioni sul territorio e si avvale delle strutture e delle risorse umane già previste a legislazione vigente. Opera con indipendenza dalla funzione di rilascio delle licenze per le operazioni a mare, funzioni svolte dal Ministero dello sviluppo economico. Al Comitato medesimo, dunque, viene affidato principalmente il compito di definire ed attuare processi e procedure per la valutazione approfondita delle relazioni sui grandi rischi e di tutta la specifica documentazione richiesta agli operatori del settore, nonché di far rispettare le norme introdotte dal decreto legislativo in parola, anche mediante ispezioni, indagini e azioni di esecuzione.

Ai sensi dell'art. 21 del D. Lgs. n. 145/2015 il Comitato verifica attraverso l'acquisizione delle comunicazioni di cui all'articolo 15, comma 4, e tramite ispezioni l'osservanza delle misure indicate nella relazione sui grandi rischi e nei programmi di cui alla comunicazione di operazioni di pozzo e alla comunicazione di operazioni combinate, presentati a norma dell'articolo 11, comma 1, rispettivamente lettere e), h) e i).



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Lo stesso art. 21 al comma 2 prevede che gli operatori assicurano al Comitato e a tutte le persone che agiscono sotto la direzione del Comitato, il trasporto verso e dagli impianti o navi connessi alle operazioni nel settore degli idrocarburi, incluso il trasporto delle attrezzature, cioè mediante elicottero o unità navale di supporto per raggiungere le piattaforme in mare, nonché vitto, alloggio e altre prestazioni connesse alle visite agli impianti al fine di facilitare il controllo da parte del Comitato, anche per effettuare ispezioni e indagini per far rispettare le norme di sicurezza connesse al decreto in parola nonché la conformità delle operazioni alle relazioni sui grandi rischi.

Le installazioni e piattaforme operative sono ubicate nell'offshore italiano dall'alto Adriatico fino al Canale della Sicilia ed è evidente che i membri del Comitato medesimo devono far fronte a spese di viaggio per raggiungere le basi operative.

Relativamente alla questione concernente il rimborso delle spese predette, sembra ricorrere una incongruenza normativa fra quanto previsto dai commi 7 e 9 dell'art. 8 del D.lgs. n. 145/2015, laddove rispettivamente il legislatore dispone che *“Ai componenti del Comitato non è dovuto alcun tipo o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite”* e, al contempo *“Le spese sostenute dal Comitato nello svolgimento dei propri compiti, a norma del presente decreto, sono poste a carico degli operatori, che sono tenuti al versamento di un contributo pari all'1 per mille del valore delle opere da realizzare....”*

La quota pari all'1 per mille del valore delle opere da realizzare versata dagli operatori in ogni caso verrebbe a coprire le spese di viaggio sostenute dai membri del Comitato, di qui perciò manifesta antinomia rispetto a quanto prescritto dal comma 7 del citato art. 8.

Quindi, mentre per le spese di vitto, alloggio e trasbordo verso e dalle installazioni a mare, l'art. 21 è esaustivo, per le spese di trasporto e trasferimento dalla sede del Comitato alle basi operative l'incongruenza sopra indicata non consentirebbe l'espletamento delle attività istituzionali.


Per tutto quanto sopra, lo scrivente ritiene che, tenuto conto della necessità di tali controlli di sicurezza sulle installazioni da parte del Comitato, si debba procedere ad effettuare le ispezioni di spettanza facendo gravare il rimborso delle spese di viaggio a carico del pertinente capitolo di cui al comma 9 dell'art. 8 del D.Lgs. in parola nelle more di una modifica di norma primaria che espunga dal su citato comma 7 le parole *“rimborso spese”*.



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Il Presidente

Salvo diverse indicazioni da parte di codesti Uffici competenti ad esprimere valutazioni in merito in tempi utili, lo scrivente procederà in tal senso e fa presente che la capienza dei versamenti degli operatori è sufficiente all'attività programmata da svolgere, per cui non si prevedono comunque nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.


Prof. Ezio Mesini



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

**Relazione sullo stato e la sicurezza
delle attività minerarie in mare
nel settore degli idrocarburi**

a norma

dell'art. 24 (commi 1 e 2) e dell'art.25(commi 1 e 2)

del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145

e

del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione

Italia

Anno 2018

Il seguente simbolo [✓] indica che ulteriori informazioni sono presenti nelle note metodologiche di accompagnamento

[Questa relazione è stata elaborata dalla DGS-UNMIG (Ministero dello Sviluppo Economico) per la *Segreteria del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*]

SEZIONE 1

PROFILO

Informazioni sullo Stato membro e sull'autorità che trasmette la relazione

- a. Stato membro: **Italia**

- b. Periodo di riferimento: (anno civile) **2018**

- c. Autorità competente:
Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 D.Lgs. 18 agosto 2015, n. 145)

- d. Autorità competente per la relazione:
Il Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art.11 DPCM 27 settembre 2016)

- e. Recapiti: **Segreteria Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare**
Numero di telefono: **+39 06 4705 3794**
Indirizzo pec: **segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it**
Indirizzo e-mail: **segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it**

SEZIONE 2

IMPIANTI

2.1. Impianti fissi: elenco dettagliato degli impianti impiegati nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, presenti nelle acque di giurisdizione dell'Italia (al 1° gennaio dell'anno 2018), con specifica del tipo (ossia fisso con personale, fisso di norma senza personale, galleggiante destinato alla produzione, fisso non destinato alla produzione), dell'anno di installazione e dell'ubicazione.

Tabella 2.1 a

Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 1° gennaio dell'anno 2018

Tipo d'impianto: FMI [impianto fisso con personale]; NUI [impianto (fisso) di norma senza personale]; FPI [impianto galleggiante destinato alla produzione]; FNP [impianto fisso non destinato alla produzione];
Note su tipo d'impianto, indicazioni supplementari rispetto a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014: SPS [Subsea Production System, teste pozzo sottomarine], FSO [Floating Storage and Offloading Unit], FPSO [Floating Production Storage and Offloading Unit], STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];
Tipo di fluido: petrolio; gas; condensato; petrolio/gas; petrolio/condensato.

N.	Nome o ID <input checked="" type="checkbox"/> b	Tipo di impianto	Note tipo impianto <input checked="" type="checkbox"/> c	Anno di installazione <input checked="" type="checkbox"/> d	Tipo di fluido	Numero di letti <input checked="" type="checkbox"/> e	Coordinate <input checked="" type="checkbox"/> f	
							(longitudine)	(latitudine)
1	Ada 2	NUI	-	1982	gas	0	12,591285	45,183634
2	Ada 3	NUI	-	1982	gas	0	12,591176	45,183361
3	Ada 4	NUI	-	1982	gas	0	12,590910	45,183561
4	Agostino A	NUI	-	1970	gas	27	12,495518	44,540180
5	Agostino A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,496197	44,540685
6	Agostino B	NUI	-	1971	gas	27	12,471569	44,554372
7	Agostino C	NUI	-	1992	gas	0	12,494523	44,547174
8	Alba Marina	FPI	FSO	2012	petrolio	50	14,939078	42,201212
9	Amelia A	NUI	-	1971	gas	27	12,660836	44,405716
10	Amelia B	NUI	-	1991	gas	29	12,662218	44,407503
11	Amelia C	NUI	-	1991	gas	0	12,662895	44,406935
12	Amelia D	NUI	-	1992	gas	0	12,661276	44,407901

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
13	Anemone B	NUI	-	1999	gas	0	12,704814	44,229289
14	Anemone Cluster	NUI	-	1979	gas	0	12,705310	44,212786
15	Angela Angelina	FMI	-	1997	gas	24	12,343127	44,391172
16	Angela Cluster	NUI	-	1975	gas	0	12,344848	44,392973
17	Annabella	NUI	-	1991	gas	24	13,078865	44,228781
18	Annalisa	NUI	-	1999	gas	0	13,113554	44,171042
19	Annamaria B	FMI	-	2009	gas	19	13,407327	44,322576
20	Antares 1	NUI	-	1982	gas	0	12,444429	44,393988
21	Antares A	NUI	-	1985	gas	0	12,453493	44,390057
22	Antonella	NUI	-	1976	gas	19	12,776663	44,214442
23	Aquila 2	NUI	SPS	1993	petrolio	0	18,327114	40,930188
24	Aquila 3	NUI	SPS	1995	petrolio	0	18,325320	40,918159
25	Argo 1	NUI	SPS	2006	gas	0	13,821989	36,916622
26	Argo 2	NUI	SPS	2008	gas	0	13,805449	36,926058
27	Arianna A	FMI	-	1984	gas	19	12,628146	44,306251
28	Arianna Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,627430	44,305788
29	Armida 1	NUI	-	1973	gas	0	12,449540	44,475932
30	Armida A	NUI	-	1985	gas	19	12,453192	44,480303
31	Azalea A	NUI	-	1984	gas	0	12,714258	44,171769
32	Azalea B DR	NUI	-	1987	gas	0	12,720562	44,166817

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
33	Azalea B PROD	NUI	STCR	1987	gas	19	12,720768	44,166169
34	Barbara A	NUI	-	1978	gas	0	13,803467	44,047208
35	Barbara B	NUI	-	1983	gas	17	13,741427	44,091609
36	Barbara C	FMI	-	1985	gas	42	13,781867	44,076859
37	Barbara D	NUI	-	1986	gas	43	13,809339	44,030369
38	Barbara E	FMI	-	1987	gas	27	13,757562	44,086474
39	Barbara F	NUI	-	1988	gas	43	13,817099	44,050183
40	Barbara G	NUI	-	1992	gas	12	13,791530	44,063905
41	Barbara H	NUI	-	1992	gas	12	13,762702	44,069387
42	Barbara NW	NUI	-	1999	gas	0	13,648827	44,108865
43	Barbara T	NUI	STCR	1985	gas	0	13,781345	44,077277
44	Barbara T2	NUI	STCR	2000	gas	0	13,782030	44,077718
45	Basil	NUI	-	1983	gas	19	13,001086	44,131649
46	Benedetta 1	NUI	-	2006	gas	0	12,581966	44,179400
47	Bonaccia	NUI	-	1999	gas	18	14,359527	43,592497
48	Bonaccia Est 2	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437581	43,578672
49	Bonaccia Est 3	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437583	43,578614
50	Bonaccia NW	NUI	-	2015	gas	0	14,335723	43,599803
51	Brenda PERF	NUI	-	1987	gas	0	13,044925	44,116443
52	Brenda PROD	FMI	STCR	1987	gas	19	13,045114	44,115802

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Notesu tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
53	Calipso	NUI	-	2002	gas	0	13,863461	43,827416
54	Calpurnia	NUI	-	2000	gas	16	14,153981	43,899535
55	Camilla 2	NUI	SPS	2001	gas	0	14,246376	42,897839
56	Cassiopea 1	NUI	SPS	2008	gas	0	13,732618	36,936642
57	Cervia A	FMI	-	1986	gas	21	12,639005	44,294608
58	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
59	Cervia B	NUI	-	1984	gas	19	12,645428	44,288823
60	Cervia C	NUI	-	1992	gas	12	12,640079	44,301650
61	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
62	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
63	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
64	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
65	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681
66	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
67	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	12	13,249706	44,066931
68	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
69	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755
70	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
71	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
72	Eleonora	NUI	-	1987	gas	19	14,155689	42,840158

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
73	Elettra	NUI	-	2014	gas	0	14,215197	43,764413
74	Emilio	NUI	-	2001	gas	0	14,243294	42,934945
75	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,233880	42,938165
76	Emma-Ovest	FMI	-	1982	gas	19	14,379206	42,808505
77	Fabrizia 1	NUI	-	1998	gas	0	14,001140	43,041377
78	Fauzia	NUI	-	2014	gas	0	13,554058	44,056355
79	Firenze FPSO	FPI	FPSO	2011	petrolio	56	18,326208	40,924163
80	Fratello Cluster	NUI	-	1979	gas	0	14,168514	42,610534
81	Fratello Est 2	NUI	-	1980	gas	0	14,172827	42,576845
82	Fratello Nord	NUI	-	1980	gas	0	14,170126	42,648861
83	Garibaldi A	NUI	-	1969	gas	27	12,510457	44,523023
84	Garibaldi A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,512050	44,523727
85	Garibaldi B	NUI	-	1969	gas	27	12,531292	44,487009
86	Garibaldi C	FMI	-	1992	gas	24	12,515280	44,531601
87	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	16	12,546062	44,478183
88	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
89	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
90	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,269550	37,032157
91	Gela Cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
92	Giovanna	NUI	-	1992	gas	19	14,463941	42,768002

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
93	Giulia 1	NUI	-	1980	gas	0	12,753326	44,131040
94	Guendalina	NUI	-	2011	gas	0	12,881491	44,566435
95	Hera Lacinia 14	NUI	-	1992	gas	0	17,165078	39,058611
96	Hera Lacinia BEAF	NUI	-	1998	gas	0	17,172791	39,061388
97	Jole 1	NUI	-	1999	gas	0	13,926435	43,040959
98	Leonis	FPI	FSO	2009	petrolio	49	14,637158	36,559805
99	Luna 27	NUI	SPS	1987	gas	0	17,214444	39,088056
100	Luna 40 SAF	NUI	SPS	1995	gas	0	17,204166	39,091944
101	Luna A	FMI	-	1976	gas	18	17,181692	39,114236
102	Luna B	FMI	-	1992	gas	14	17,200158	39,084925
103	Morena 1	NUI	-	1996	gas	0	12,482887	44,231073
104	Naide	NUI	-	2005	gas	0	12,745412	44,343275
105	Naomi Pandora	NUI	-	2000	gas	0	12,847416	44,689089
106	Panda 1	NUI	SPS	2002	gas	0	13,623818	37,006610
107	Panda W1	NUI	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,000607
108	Pennina	NUI	-	1988	gas	19	14,163626	43,021356
109	Perla	NUI	-	1981	petrolio	17	14,216245	36,954193
110	Porto Corsini 73	NUI	-	1996	gas	0	12,579101	44,385037
111	Porto Corsini 80	NUI	-	1981	gas	0	12,546216	44,405640
112	Porto Corsini 80 bis	NUI	-	1983	gas	0	12,520281	44,423353

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
113	Porto Corsini C	NUI	-	1987	gas	19	12,560198	44,391356
114	Porto Corsini M S1	NUI	-	2000	gas	0	12,588897	44,348638
115	Porto Corsini M S2	NUI	-	2001	gas	0	12,576923	44,368807
116	Porto Corsini W A	NUI	-	1968	gas	0	12,359541	44,511783
117	Porto Corsini W B	NUI	-	1968	gas	0	12,373809	44,509278
118	Porto Corsini W C	NUI	-	1987	gas	19	12,372787	44,508964
119	Porto Corsini W T	NUI	STCR	1987	gas	19	12,359295	44,512380
120	Prezioso	NUI	-	1986	petrolio	19	14,045081	37,009175
121	Regina	NUI	-	1997	gas	0	12,840342	44,104920
122	Regina 1	NUI	-	1997	gas	0	12,834209	44,102781
123	Rospo Mare A	NUI	-	1981	petrolio	2	14,970746	42,203712
124	Rospo Mare B	NUI	-	1986	petrolio	4	14,946579	42,213157
125	Rospo Mare C	NUI	-	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657
126	San Giorgio Mare 3	NUI	-	1972	gas	0	13,923748	43,197901
127	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
128	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624
129	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,228990
130	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,592950	42,231768
131	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268
132	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
133	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,216490
134	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,320960
135	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
136	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
137	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
138	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
139	Vega A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638
140	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403
141	Vongola Mare 1	NUI	-	1985	gas	0	13,811731	43,253892

2.2. Cambiamenti rispetto al precedente anno di riferimento

a. Nuovi impianti fissi: elenco dei nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione:

Tabella 2.2.a g

Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione

Tipo d'impianto: FMI [impianto fisso con personale]; NUI [impianto (fisso) di norma senza personale]; FPI [impianto galleggiante destinato alla produzione]; FNP [impianto fisso non destinato alla produzione];

Note su tipo d'impianto, indicazioni supplementari rispetto a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014: SPS [Subsea Production System, teste pozzo sottomarine], FSO [Floating Storage and Offloading Unit], FPSO [Floating Production Storage and Offloading Unit], STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

Tipo di fluido: petrolio; gas; condensato; petrolio/gas; petrolio/condensato.

N.	Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate	
							(longitudine)	(latitudine)
-	-	-	-	-	-	-	-	-

b. Impianti fissi non in funzione: elenco degli impianti per le operazioni in mare del settore degli idrocarburi che sono stati dismessi durante il periodo di riferimento della relazione

Tabella 2.2.b h

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione

Tipo d'impianto: FMI [impianto fisso con personale]; NUI [impianto (fisso) di norma senza personale]; FPI [impianto galleggiante destinato alla produzione]; FNP [impianto fisso non destinato alla produzione];

Note su tipo d'impianto, indicazioni supplementari rispetto a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014: SPS [Subsea Production System, teste pozzo sottomarine], FSO [Floating Storage and Offloading Unit], FPSO [Floating Production Storage and Offloading Unit], STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)].

Nome o ID	Tipo di impianto	Note su tipo di impianto	Anno di installazione	Coordinate		Temporaneo / Permanente
				(longitudine)	(latitudine)	
FIRENZE FPSO	FPI	FPSO	2011	18,326208	40,924163	Temporaneo

2.3. Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione [unità mobili di perforazione offshore (MODU) e altri impianti non destinati alla produzione]:

Tabella 2.3
Impianti mobili

Tipo d'impianto: ad es. impianto mobile di perforazione in mare [MODU]; altro impianto mobile non destinato alla produzione
Area geografica delle operazioni: ad es. Mare del Nord meridionale, Alto Adriatico

Nome o ID	Tipo d'impianto	Anno di costruzione	Numero di letti	Area geografica delle operazioni e durata			
				Zona 1	Durata (mesi)	Zona 2	Durata (mesi)
Key Manhattan	MODU ¹ (Jack-Up Drilling Unit)	1982	101	Mare Adriatico	12		
Supersundowner XIII	MODU (Fast More Workover Rig)	1992	67	Mare Adriatico	12		
MAMTA	OSS ² (Multipurpose vessel)	2010	85	Mare Adriatico	5		

2.4. Informazioni a fini di normalizzazione dei dati . Numero totale di ore lavorative effettive in mare e la produzione totale nel periodo di riferimento della relazione.

a. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti: **3.669.101 h**

b. Produzione totale: **3.311 kTEP**

Produzione di petrolio: **0,54*10⁶ t**

Produzione di gas: **3,38*10⁹ Sm³**

1 MODU : Mobile Offshore Drilling Unit
2 OSS: Offshore Supply Ship

SEZIONE 3

FUNZIONI E QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVI

3.1. Ispezioni m

Numero di ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione.

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
236	234	86

3.2. Indagini

Numero e tipo di indagini effettuate durante il periodo di riferimento della relazione.

a. Incidenti gravi: 0

(a norma dell'articolo 26 della direttiva 2013/30/UE)

b. Problemi di sicurezza e ambientali: 0

(a norma dell'articolo 22 della direttiva 2013/30/UE)

3.3. Interventi di applicazione delle norme

Principali interventi di applicazione delle norme o condanne durante il periodo di riferimento della relazione a norma dell'Articolo 18 della direttiva 2013/30/UE.

Descrizione:

.....//.....
.....//.....

3.4. Modifiche significative del quadro normativo sulle attività in mare

Cambiamenti di rilievo del quadro normativo sulle attività in mare durante il periodo di riferimento della relazione. (inclusi ad es. motivo, descrizione, risultato previsto, riferimenti)

Nessuna rilevante

SEZIONE 4

DATI RELATIVI AGLI INCIDENTIE PRESTAZIONI DELLE OPERAZIONI IN MARE

4.1. Dati relativi agli incidenti

Numero di eventi da comunicare ai sensi dell'allegato IX:0
 dei quali identificati come incidenti gravi:0

4.2. Categorie di incidenti ex allegato IX

Categorie ex allegato IX	Numero di eventi	Numero di eventi normalizzati
a) Rilasci accidentali	0	0
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Incendi</i>	-	-
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Esplosioni</i>	-	-
<i>Rilasci di gas non infiammanti</i>	-	-
<i>Rilasci di petrolio non infiammanti</i>	-	-
<i>Rilasci di sostanze pericolose</i>	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	0	0
<i>Eruzioni</i>	-	-
<i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP-blowoutpreventer) / deviatore di flusso</i>	-	-
<i>Guasto di una barriera del pozzo</i>	-	-
c) Guasto di un SECE	0	0
d) Perdita di integrità strutturale	0	0
<i>Perdita di integrità strutturale</i>	-	-
<i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i>	-	-
<i>Perdita di stazionarietà</i>	-	-
e) Collisione di una nave	0	0
f) Incidenti di elicottero	0	0
g) Incidenti mortali (*)	0	0
h) Infortuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente (*)	0	0
i) Evacuazioni di personale	0	0
j) Incidenti ambientali	0	0

(*) Solo se in relazione a un incidente grave

4.3. Numero totale di decessi e infortuni (**) (**)

	Numero	Valore normalizzato
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi <input checked="" type="checkbox"/>	4	1,090 *10 ⁻⁶
Numero totale di infortuni	4	1,090 *10 ⁻⁶

(**) Numero totale ai sensi della direttiva 92/91/CEE

4.4 Guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE)

SECE	Numero di guasti associati a incidenti gravi
a) Sistemi di integrità strutturale	0
b) Sistemi di contenimento del processo	0
c) Sistemi di prevenzione incendi	0
d) Sistemi di rilevamento	0
e) Sistemi di limitazione per il contenimento del processo	0
f) Sistemi di protezione	0
g) Sistemi di blocco	0
h) Ausili alla navigazione	0
i) Macchine rotanti – generatori di potenza	0
j) Attrezzature di evacuazione e salvataggio	0
k) Sistemi di comunicazione	0
l) Altri	0

4.5. Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

Cause	Numero di incidenti	Cause	Numero di incidenti
a) Cause connesse alle attrezzature	0	c) Errore procedurale/organizzativo	0
<i>Guasto per difetto di progettazione</i>	-	<i>Valutazione/percezione del rischio inadeguata</i>	-
<i>Corrosione interna</i>	-	<i>Istruzioni/procedure inadeguate</i>	-
<i>Corrosione esterna</i>	-	<i>Mancata conformità alla procedura</i>	-
<i>Guasto meccanico da fatica</i>	-	<i>Mancata conformità al permesso di lavoro</i>	-
<i>Guasto meccanico da usura</i>	-	<i>Comunicazione inadeguata</i>	-
<i>Guasto meccanico da materiale difettoso</i>	-	<i>Competenze personali inadeguate</i>	-
<i>Guasto meccanico (nave/elicottero)</i>	-	<i>Supervisione inadeguata</i>	-
<i>Guasto strumentazione</i>	-	<i>Organizzazione della sicurezza inadeguata</i>	-
<i>Guasto del sistema di controllo</i>	-	<i>Altro</i>	-
<i>Altro</i>	-		
b) Errore umano – Errore operativo	0	d) Cause meteorologiche	0
<i>Errore operativo</i>	-	<i>Vento superiore alle specifiche di progettazione</i>	-
<i>Errore di manutenzione</i>	-	<i>Moto ondoso superiore alle specifiche di progettazione</i>	-
<i>Errore di collaudo</i>	-	<i>Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione</i>	-
<i>Errore di ispezione</i>	-	<i>Presenza di ghiaccio/iceberg</i>	-
<i>Errore di progettazione</i>	-	<i>Altro</i>	-
<i>Altro</i>	-		

4.6. Principali esperienze acquisite in seguito agli incidenti da condividere

Descrizione:

.....//.....
//.....

FINE DELLA RELAZIONE

Note metodologiche in accompagnamento alla

Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi

Italia

Anno 2018

Sommario delle note su

Sezione 1 – Profilo.....	1
Sezione 2 –Impianti.....	1
2.1.Impianti fissi.....	1
2.2.Cambiamenti rispetto al precedente anno di riferimento.....	2
2.3.Impianti mobili.....	3
2.4.Informazioni a fini di normalizzazione dei dati.....	3
Sezione 3 - Funzioni e quadro di riferimento normativo.....	4
3.1.Ispezioni.....	4
3.2.Indagini.....	4
3.3.Interventi di applicazioni delle norme.....	4
3.4.Modifiche significative del quadro normativo sulle attività a mare.....	4
Sezione 4. Dati su incidenti e prestazioni delle operazioni in mare.....	5
4.1.Dati relativi agli incidenti.....	5
4.2.Categorie di incidenti.....	5
4.3.Numero totale di decessi e infortuni.....	5
4.4.Guasti ad elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE).....	5
4.5.Cause dirette e alla radice di incidenti gravi.....	5
4.6.Principali esperienze acquisite in seguito ad incidenti.....	5

Sezione 1 – Profilo

Nessuna nota su questa sessione

Sezione 2 –Impianti.

2.1.Impianti fissi.

[✓a] **Tabella 2.1.Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dello Stato al 1° gennaio 2018.**

Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2018, anche qualora non fossero più produttive. Coerentemente con il precedente assunto, nella lista è presente anche la FIRENZE FPSO che, nel corso del 2018, è stata disconnessa e rimossa temporaneamente.

[✓b] **Nome e ID:**

Nella presente relazione (Anno 2018) sono stati revisionati i nomi di alcune installazioni per coerenza con i relativi acronimi. A seguire si riporta una tabella di comparazione dei nomi della precedente edizione (Anno 2017) e dell'attuale (Anno 2018), oggetto di revisione.

Denominazione Relazione Anno 2017	Denominazione revisionata Relazione Anno 2018	SIGLA
Porto Corsini MEC	Porto Corsini C	PC C
Porto Corsini MS1	Porto Corsini M S1	PCM S1
Porto Corsini MS2	Porto Corsini M S2	PCM S2
Porto Corsini MWA	Porto Corsini W A	PCW A
Porto Corsini MWB	Porto Corsini W B	PCW-B
Porto Corsini MWC	Porto Corsini W C	PCW-C
Porto Corsini MWT	Porto Corsini W T	PCW T

[✓c] **Tipo d'impianto (note al tipo di impianto):**

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014, nella tabella sono state riportate anche le teste pozzo sottomarine, indicando l'anno di installazione, il tipo di fluido prodotto e le coordinate; per uniformità con il sistema di classificazione del Regolamento, ad esse è attribuita l'etichetta NUI (impianto fisso di norma senza personale) e, nelle note al tipo d'impianto, è riportato l'acronimo "SPS" (Subsea Production System). Le teste pozzo sottomarine sono: AQUILA 2,

AQUILA 3, ARGO 1, ARGO 2, BONACCIA EST 2, BONACCIA EST 3, CAMILLA 2, CASSIOPEA 1, ELENA 1, EMILIO 3, LUNA 27, LUNA 40 SAF, PANDA 1, PANDA W1;

2. Le FPI (unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi) sono state ulteriormente etichettate con gli acronimi "FSO" (e sono ALBA MARINA e LEONIS) e "FPSO" (FIRENZE FPSO) per specificarne la diversa tipologia;
3. Le piattaforme che sono di supporto alla produzione state ulteriormente etichettate con l'acronimo "STCR" [Supporto: Trattamento/Compressione/Raccordo]; Esse sono: AZALEA B PROD, BARBARA T, BARBARA T2, BRENDA PROD, CERVIA K, DARIA B, GARIBALDI K, GARIBALDI T, PORTO CORSINI W T, SAN GIORGIO MARE C.

[✓d]

Anno di installazione:

Si assume che l'anno di installazione faccia riferimento all'anno della campagna di installazione offshore.

[✓e]

Numero di letti:

1. Per numero di letti si intende il numero di posti letto presenti nell'impianto e destinati al personale.
2. La piattaforma Antares A è stata oggetto di un progetto di razionalizzazione dell'asset che ha portato i posti letto a zero.

[✓f]

Coordinate:

Le coordinate in tabella sono riferite al sistema World Geodetic System 1984 (WGS84).

2.2.Cambiamenti rispetto al precedente anno di riferimento.

[✓g]

Tabella 2.2.a.Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione.

Nessuna installazione offshore è entrata in produzione durante l'anno di riferimento della relazione.

Per quanto riguarda i campi *Anno di installazione*, *Numero di letti* e *Coordinate* si faccia riferimento, rispettivamente, alle precedenti note [✓d], [✓e.1] e [✓f].

[✓h] Tabella. 2.2.b. *Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione.*

1. La tabella si riferisce agli impianti che, durante il periodo di riferimento della relazione [2018], sono stati oggetto di dismissione, anche temporanea;
2. Una (1) *Floating Production Storage and Offloading Unit* (la FIRENZE FPSO) è stata disconnessa nel 2018 e temporaneamente rimossa.

Per quanto riguarda i campi *Anno di installazione* e *Coordinate* si faccia riferimento, rispettivamente, alle precedenti note [✓d] e [✓f].

2.3. Impianti mobili.

[✓i] Tabella 2.3. *Impianti mobili.*

Sono indicati in tabella gli impianti mobili impiegati in operazioni di pozzo.

2.4. Informazioni a fini di normalizzazione dei dati.

[✓l]

1. Ai fini del presente Regolamento di esecuzione, per normalizzazione si intende una trasformazione applicata uniformemente a tutti gli elementi di un insieme di dati in modo da conferire alcune proprietà statistiche specifiche;
2. La fonte dei dati per la produzione di idrocarburi è il database della *Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico*;
3. Il calcolo del valore della produzione di idrocarburi in *chilotonnellate di petrolio equivalenti* (kTEP) che è stato sviluppato esclusivamente per gli scopi di questa relazione - ovvero per la normalizzazione dei dati in essa presenti - si basa sulle seguenti assunzioni:
 - a. è stato presa, come riferimento, la definizione di TEP della International Energy Agency, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a 10^7 kilocalorie ovvero a 41,868 GJ (Giga Joule);
 - b. è stato attribuito convenzionalmente il valore di 8190 kcal/m³ al potere calorifico inferiore del gas naturale, in continuità con quanto fatto nella edizione precedente.
4. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono state trasmessi dagli operatori alla *Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico*.

Sezione 3 - Funzioni e quadro di riferimento normativo.

3.1. Ispezioni

[✓m] Tabella Ispezioni

1. I dati numerici rappresentano le attività di ispezione svolte nell'anno 2018.

Colonna 1. Per *Numero di Ispezioni in mare* si intende il numero di sopralluoghi ispettivi effettuati a bordo degli impianti offshore nell'anno di riferimento.

Colonna 2. Per *giorni-uomo sugli impianti* si intende la somma dei giorni impiegati, durante l'anno 2018, per effettuare i sopralluoghi ispettivi sugli impianti da ogni ispettore coinvolto, non considerando i tempi di viaggio; se gli impianti sono sufficientemente vicini, nello stesso giorno possono essere svolti sopralluoghi ispettivi su impianti diversi.

Colonna 3. *Numero di impianti ispezionati* si intende il numero di impianti differenti che, nell'anno 2018, sono stati ispezionati.

3.2. Indagini

Nessuna nota per questo paragrafo

3.3. Interventi di applicazioni delle norme

Nessuna nota per questo paragrafo

3.4. Modifiche significative del quadro normativo sulle attività a mare

Nessuna nota per questo paragrafo

Sezione 4. Dati su incidenti e prestazioni delle operazioni in mare.

4.1. Dati relativi agli incidenti.

Nessuna nota per questo paragrafo

4.2. Categorie di incidenti.

Nessuna nota per questo paragrafo

4.3. Numero totale di decessi e infortuni.

Tabella.4.3. *Numero totale di decessi e infortuni.*

1. Sono stati considerati gravi gli infortuni che provocano un'assenza dal posto di lavoro superiore a 30 gg.
2. Due dei quattro infortuni gravi (con assenze di 40 e 70 giorni) non sono collegati ad attività oil and gas ma ad inciampi/cadute che si sono verificate a personale operante sulle piattaforme durante la permanenza su di esse al di fuori dell'orario lavorativo.

4.4. Guasti ad elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE)

Nessuna nota per questo paragrafo

4.5. Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

Nessuna nota per questo paragrafo

4.6. Principali esperienze acquisite in seguito ad incidenti.

Nessuna nota per questo paragrafo





EniMed

eni mediterranea idrocarburi s.p.a.

Documento di Consultazione Tripartita

(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)

Proprietario Documento: EniMed

Revisione	Data	Redatto:	Verificato:	Approvato:
0	21/05/2018	TEA SISTEMI	ENIMED	ENIMED
1	27/06/2018	TEA SISTEMI	ENIMED	ENIMED
2	03/10/2018	TEA SISTEMI <small>TEA SISTEMI SPA Via Poste e Pagine 13 - 95122 P.zi P.IVA 01476510906</small>	 ENIMED	 ENIMED

Indice

1.	INTRODUZIONE.....	3
1.1.	Ambito di applicazione.....	3
1.2.	Principali definizioni.....	4
2.	FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI	5
2.1.	Politiche di prevenzione adottate da EniMed	5
2.2.	Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente	10
3.	DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE	14
4.	REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE	16
4.1.	Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità.....	17
4.2.	Procedura di valutazione dei rischi	18
4.3.	Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi.....	22
4.4.	Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni	26
4.5.	Gestione delle modifiche	28
4.6.	Gestione delle emergenze	30
4.7.	Mitigazione dei danni ambientali	36
4.8.	Monitoraggio delle prestazioni	38
4.9.	Attività di audit e riesame	40
4.10.	Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi	43
5.	RIFERIMENTI	44

1. INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto ai fini della convocazione della prima riunione preliminare di consultazione tripartita, ai sensi dell'Articolo 4, comma 3 dello "Schema di Accordo di Consultazione Tripartita" definito attraverso il Decreto Ministeriale del 5 Luglio 2017 (Accordo Quadro di cui all'Articolo 2, comma 1, lettera H del D.Lgs. 145/15).

In accordo all'Articolo 3 del suddetto decreto, sono oggetto di consultazione i seguenti temi:

- (a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;
- (b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione;
- (c) il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'Articolo 19, comma 3, e allegato I paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dall'Articolo 2 dello stesso decreto, alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro organizzazioni rappresentative e, per il Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare (da qui in avanti indicato con Comitato), il Presidente o un suo delegato.

Il documento si riferisce, inoltre, al CCNL vigente del settore Energia e Petrolio e, in particolare, alla sezione Salute Sicurezza e Ambiente dello stesso.

1.1. Ambito di applicazione

Il Decreto Legislativo n.145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D.Lgs. 145/15), in vigore dal 16-09-2017, rappresenta l'attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi. L'articolo 11 di tale decreto stabilisce che, prima di effettuare operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, l'Operatore presenta una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o in fase di progettazione). La documentazione da presentare contiene una descrizione adeguata della politica di prevenzione degli incidenti gravi, del sistema di gestione HSE, della risposta alle

emergenze e la valutazione dei rischi di incidente grave connessi alle attività svolte. Tali argomenti vengono inclusi all'interno di un unico documento denominato "Relazione Grandi Rischi" (in seguito indicato come RGR), redatto in conformità allo stesso decreto.

1.2. Principali definizioni

In accordo al D.Lgs. 145/15 si definiscono:

- Grande Rischio: una qualsiasi situazione che può sfociare in un incidente grave.
- Incidente Grave: in relazione a un impianto o a infrastrutture connesse:
 - a. un incidente che comporta un'esplosione, un incendio, la perdita di controllo di un pozzo o la fuoriuscita di idrocarburi o di sostanze pericolose che comportano, o hanno un forte potenziale per provocare, decessi o lesioni personali gravi;
 - b. un incidente che reca all'impianto o alle infrastrutture connesse un danno grave che comporta, o ha un forte potenziale per provocare, incidenti mortali o lesioni personali gravi;
 - c. qualsiasi altro incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a 5 o più persone che si trovano sull'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sulle infrastrutture ad esso connesse;
 - d. qualsiasi incidente ambientale grave che può originarsi dagli incidenti discussi ai punti precedenti.
- Incidente Ambientale Grave: un incidente che provoca, o rischia verosimilmente di provocare, un significativo danno ambientale, quale il deterioramento delle acque marine (acque, fondali, e sottosuolo), delle zone costiere e di aree, habitat e specie protette dalle normative nazionali e comunitarie.

2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Nel presente capitolo si illustrano le strategie adottate da EniMed al fine di prevenire l'accadimento di incidenti gravi in accordo alla definizione data dal D.Lgs. 145/15. Tali strategie sono inerenti alla politica di prevenzione degli incidenti gravi e al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente.

2.1. Politiche di prevenzione adottate da EniMed

Come stabilito dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, l'Operatore redige un documento che definisce la propria politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi in tutte le proprie attività in mare nel settore degli idrocarburi, in cui si esplicita il sistema adottato per il monitoraggio sull'efficacia di tale politica e la garanzia dell'attuazione. La politica di prevenzione degli incidenti gravi tiene conto della responsabilità primaria dell'Operatore, sia nell'ambito del controllo dei rischi di incidente grave legati alle attività svolte, sia in quello del miglioramento continuo del controllo di tali rischi in modo da assicurare un livello elevato di protezione in qualsiasi momento.

Con riferimento alle politiche di prevenzione degli incidenti gravi, EniMed ha recepito e pubblicato le Policy Eni e ne ha fatto proprio l'impegno, in tema di Salute e Sicurezza e Ambiente, di salvaguardare l'incolumità dei propri dipendenti, del personale delle imprese fornitrici e dei Terzi e di proteggere l'ambiente, le risorse e le proprietà aziendali.

A tale scopo EniMed, sviluppando le attività caratteristiche della missione di Eni, si impegna ad operare in coerenza con le Policy ed i principi di sostenibilità e nel rispetto del Codice Etico, del Modello 231 e degli strumenti normativi Eni.

Eni si è dotata di n° 10 Politiche che abbracciano tutta la sua attività. Ciascuna di esse si focalizza su un elemento chiave nella gestione e nell'attività di Eni e indica i principi generali che devono ispirare le azioni e orientare i comportamenti, tenuto conto dei rischi e delle opportunità del contesto in cui si opera:

- Le nostre persone;
- I nostri partner della catena del valore;

- La global compliance;
- La corporate governance;
- Eccellenza operativa;
- I nostri partner istituzionali;
- L'information management;
- I nostri asset materiali e immateriali;
- La sostenibilità;
- L'integrità nelle nostre operations.

Ai fini del D.Lgs. 145/2015 di recepimento della Direttiva 30/2013 sulla "Sicurezza Offshore", le Politiche applicabili riguardano in particolare:

- Politica n°1: "Le persone";
- Politica n°10: "La cultura dell'integrità nelle operations".

Esse rispondono ai requisiti del citato Decreto nei termini che vengono illustrati di seguito:

1. *Misure per costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza, con particolare riferimento alla valutazione delle risorse, agli obiettivi di impresa, alle misure per premiare comportamenti desiderati e alla frequenza e livello di dettaglio dei controlli sui processi:*

- 1.1. Adozione di principi e best practices internazionali;
- 1.2. Promozione dell'acquisizione di certificazioni di conformità a standard nazionali ed internazionali relative ai processi aziendali;
- 1.3. Assegnazione di obiettivi d'integrità e ruoli/responsabilità e modalità di controllo dei processi aziendali;
- 1.4. Responsabilizzazione delle persone con formazione specifica atta a promuovere comportamenti mirati alla cautela e alla prevenzione;
- 1.5. Processi di prevenzione dei rischi;
- 1.6. Attività di promozione, verso i partners, di comportamenti in linea con gli standard di integrità aziendali.

Con riferimento alle attività di EniMed, la responsabilità per l'attuazione, il mantenimento, il sostegno ed il miglioramento delle disposizioni che permettono di conseguire gli obiettivi HSE e, per quanto richiesto dal D.Lgs. 145/15, per la sicurezza e la prevenzione degli incidenti gravi, è attribuita al Responsabile EniMed (Titolare e Operatore) che si avvale, in base alle specifiche competenze, di tutti i responsabili delle Unità che fanno capo a EniMed. Tutti i Responsabili delle unità EniMed partecipano attivamente alla realizzazione degli impegni assunti dal Responsabile EniMed nel Manifesto della Politica del Sistema di Gestione Integrato HSE in linea alle Policy Eni.

Il sistema è strutturato secondo le posizioni organizzative di Responsabile EniMed dal quale dipendono il Responsabile dell'unità Progetti di Ottimizzazione e Sviluppo, il Responsabile dell'unità Operations, il Responsabile dell'unità Amministrazione e controllo, il Responsabile unità Risorse Umane ed il Responsabile Salute, Sicurezza, Ambiente e Permitting (SAGE), che assume, per nomina del Responsabile EniMed, il ruolo di Rappresentante della Direzione per il Sistema di Gestione Integrato.

In Figura 2-1 è riportato l'Organigramma di EniMed.

EniMed opera sotto il Coordinamento della Regione Italia (RIT) della Direzione Upstream.

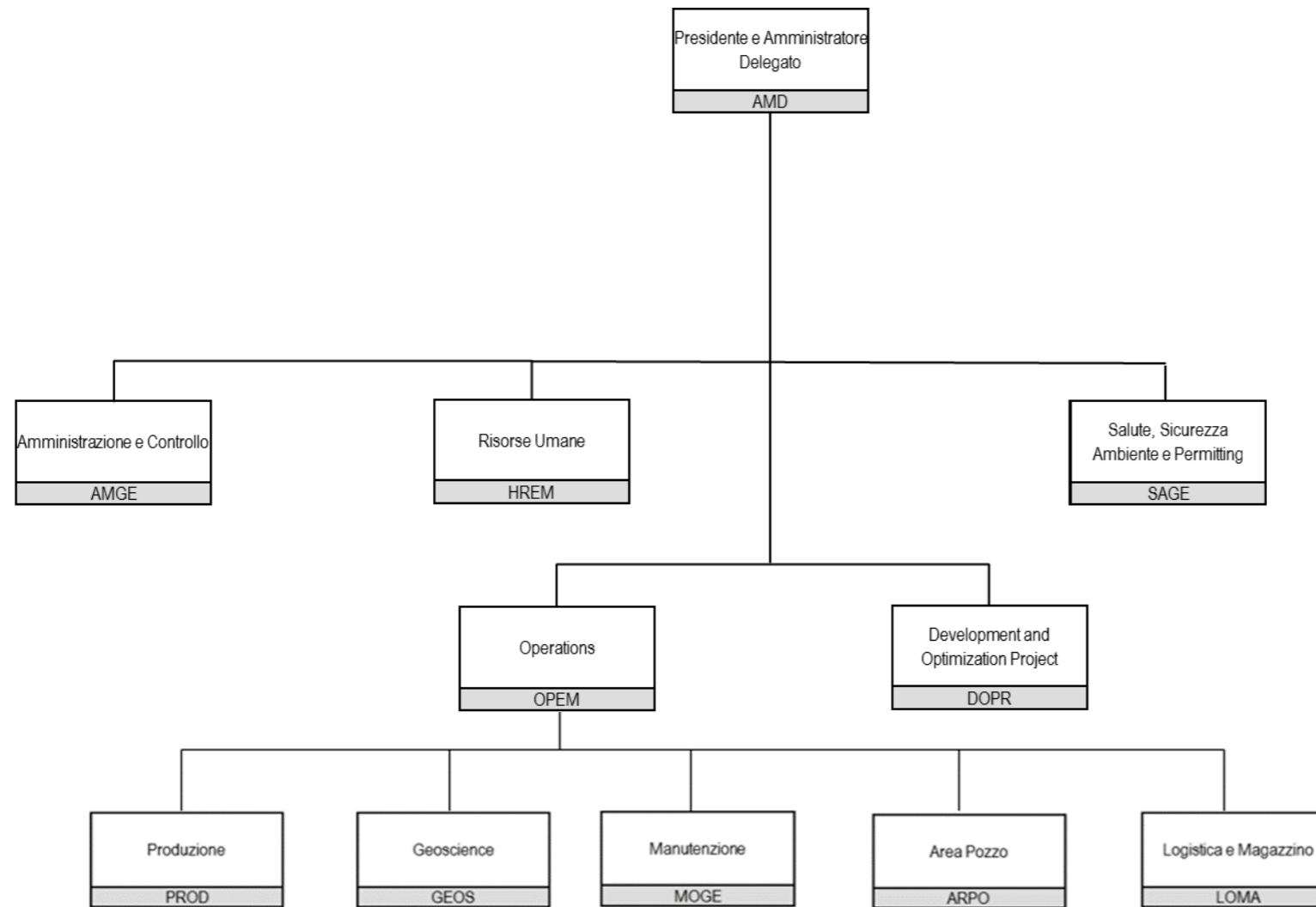


Figura 2-1 – Organigramma EniMed

2.2. Sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente

Le modalità con cui vengono realizzate le RGR sono standardizzate e rientrano nell'ambito più ampio della legislazione mineraria che prevede la valutazione di tutti i rischi legati alle attività svolte. Le strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi seguono la linea già consolidata del Sistema di Gestione HSE, che opera attraverso un ciclo di Deming (Plan, Do, Check, Act).

La determinazione e l'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti gravi sono garantite e rese possibili attraverso una struttura organizzativa, ruoli, responsabilità, procedure e risorse la cui gestione è definita dal sistema di gestione integrato dell'Operatore, come descritto nella Relazione sul SGI redatta da EniMed ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 145/15 (Rif. 1).

Il Sistema di Gestione Integrato HSE di EniMed discende dal Management System Guideline HSE (MSG) di Eni. L'MSG contiene le linee guida per l'implementazione di un Sistema di Gestione Integrato HSE nelle Consociate di Eni Upstream.

Il Sistema di Gestione Ambientale EniMed è stato sviluppato in conformità allo standard ISO 14001.

Il Sistema di Gestione Salute e Sicurezza (intesa sia come sicurezza del lavoro sia come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti) di EniMed risponde e risulta conforme ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001, dall'allegato B del D.Lgs. 105/15 "Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza" e dalla norma UNI 10617.

Nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato, EniMed ha emanato dei Manifesti di politica specifici, su temi ritenuti particolarmente significativi, tra questi il Manifesto della Politica del Sistema di Gestione Integrato HSE che si riporta di seguito.

Politica HSE

EniMed ha recepito le Policy eni:

- *Le nostre persone*
- *I nostri partner della catena del valore*
- *La global compliance*
- *La corporate governance*
- *Eccellenza operativa*
- *I nostri partner istituzionali*
- *L'information management*
- *I nostri asset materiali e immateriali*
- *La sostenibilità*
- *L'integrità nelle nostre operations*

e ne ha fatto proprio l'impegno, in tema di Salute e Sicurezza e Ambiente, di salvaguardare l'incolumità dei propri dipendenti, del personale delle imprese fornitrici e dei Terzi, di proteggere l'ambiente, le risorse e le proprietà aziendali, di tutelare l'incolumità pubblica (lavoratori e comunità locali) con la prevenzione degli incidenti rilevanti.

Pertanto ENIMED, operando in coerenza con le Policy e gli strumenti normativi eni, i principi di sostenibilità ed il relativo sistema di gestione, nel rispetto di Codice Etico, Modello 231 e requisiti norme ISO 14001 e OHSAS 18001 e tenendo conto del contesto interno ed esterno all'azienda, si impegna a:


- *perseguire il miglioramento continuo dei risultati, traducendo in progetti e azioni operative i requisiti stabiliti dai modelli di riferimento del Sistema di Gestione Integrato per la salute, la sicurezza, l'ambiente, l'incolumità pubblica, intesa anche come prevenzione degli incidenti rilevanti, la qualità e la radioprotezione (HSE)*
- *responsabilizzare la linea organizzativa e promuovere il massimo coinvolgimento delle proprie risorse umane e dei contrattisti nella gestione HSE*
- *agire nel totale rispetto delle norme e delle leggi vigenti in materia di ambiente, salute e sicurezza, in campo nazionale e locale, nonché delle Linee Guida e del Modello di Sistema di Gestione di Eni corporate, della Direttiva della divisione Upstream e degli altri standard aziendali, degli accordi volontari sottoscritti e degli altri obblighi di conformità, e collaborare, quando richiesto, con le Autorità competenti nell'elaborazione di linee guida e norme tecniche in materia HSE*
- *analizzare i fattori interni ed esterni rilevanti per il conseguimento delle finalità della gestione HSE, nonché i bisogni e le aspettative delle parti interessate*
- *identificare, analizzare, valutare e controllare tutti i rischi, intesi anche quelli derivanti dagli incidenti rilevanti, ed effetti delle proprie attività e di quelle sulle quali EniMed può esercitare un'influenza, adottando una prospettiva di ciclo di vita e i principi, gli standard e le pratiche operative più avanzate per assicurare le condizioni di lavoro più salubri e sicure possibili e per*

prevenire gli infortuni e le malattie professionali, e assicurare la protezione dell'ambiente e prevenzione dell'inquinamento, la conservazione della biodiversità e degli ecosistemi

- *gestire la sicurezza di processo attraverso l'applicazione di standard gestionali e tecnici, quali l'applicazione di best practice nella progettazione, nella gestione operativa, nella manutenzione e nella dismissione degli asset.*
- *mettere in atto tutte le necessarie misure di prevenzione, di protezione, di non discriminazione nonché di attenuazione degli impatti / riduzione dei rischi delle attività*
- *attuare tutte le misure di emergenza in caso di primo soccorso, incendio, evacuazione dei lavoratori e incidente rilevante*
- *ricercare e attuare il miglioramento continuo di prodotti e processi, in coerenza con gli obiettivi HSE e le priorità strategiche, orientando la ricerca e l'innovazione tecnologica alla riduzione dei rischi e degli impatti, adottando sistemi avanzati di salvaguardia ambientale e di valorizzazione della biodiversità, di promozione e protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e delle comunità nonché di efficienza energetica*
- *sviluppare, mantenere e diffondere competenza e know-how, anche attraverso formazione, informazione e addestramento dei dipendenti*
- *informare periodicamente i dipendenti, le organizzazioni di categoria, le Autorità e in genere i portatori di interesse sui risultati conseguiti in materia HSE*
- *attuare e mantenere tutti i processi necessari per le comunicazioni interne ed esterne interessate*
- *integrare i requisiti HSE nei processi di progettazione e di approvvigionamento di prodotti e servizi*
- *verificare e revisionare periodicamente gli impegni sopra elencati e il Sistema di Gestione Integrato HSE nell'ottica del miglioramento continuo, assicurando adeguate informazioni di feedback alle parti interessate interne ed esterne.*

Ottobre 2017

enimed
PRE/AMD Ing. Eugenio Lopomo



I documenti di riferimento principali per la prevenzione degli incidenti gravi nell'MSG sono i seguenti:

- Opi sg hse 001 ups: gestione del rischio e reporting;
- Opi sg hse 005 ep: linee strategiche per la gestione delle emergenze;
- Opi sg hse 007: indicatori di Sicurezza di Processo. In questa opi viene fornita la definizione di "asset integrity" e di "sicurezza di processo", per indicare che quest'ultima si occupa della prevenzione dei rischi di incidente grave.

L'MSG contiene inoltre, all'interno di specifiche opi di Produzione, i criteri per la definizione e la gestione dei "Sistemi Critici per la Sicurezza" (SCS); essi sono, per definizione, tutti quei sistemi un cui mancato funzionamento o guasto possono causare un incidente grave o, in caso del verificarsi di un incidente grave, impedirne la mitigazione delle conseguenze o addirittura contribuirvi sostanzialmente.

Per dimostrare quanto implementato per garantire la prevenzione degli incidenti gravi, attraverso il proprio sistema di gestione integrato della sicurezza e dell'ambiente, EniMed, ai sensi dell'art. 19, commi 3 e 6 D.Lgs. 18 Agosto 2015, n. 145, ha redatto la "Relazione sul Sistema di Gestione della sicurezza e dell'ambiente". Il documento, al quale si rimanda per approfondimenti, descrive:

- a) le modalità organizzative per il controllo dei grandi rischi;
- b) le modalità di preparazione e presentazione delle relazioni sui grandi rischi e, a seconda dei casi, altri documenti a norma del decreto legislativo;
- c) i sistemi di verifica indipendente istituiti a norma dell'articolo 17.

Il documento include altresì una descrizione del Sistema di Gestione Integrato EniMed (SGI) costituito dal Sistema di Gestione Ambientale (SGA) e dal Sistema di Gestione Salute e Sicurezza (SGSSL), intesa sia come sicurezza sul lavoro sia come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti/gravi descrivendo inoltre il processo di verifica indipendente.

3. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE

Le linee programmatiche e di azione che scaturiscono dalle strategie descritte nel Capitolo 2, che a loro volta sono la conseguenza della valutazione del rischio, rientrano nelle logiche consolidate di tracciatura dei piani di azione, i quali raccolgono anche le osservazioni e non conformità derivanti dagli Audit Tecnici, dalle certificazioni OHSAS 18001, dagli Audit di Process Safety e, in generale, da tutti gli strumenti previsti dal SGI HSE, per culminare nel Riesame da parte della Direzione.

La tracciatura dei piani di azione parte dall'analisi e dall'elaborazione statistica dei dati pertinenti alla gestione, che risulta essere funzionale alla determinazione delle aree di possibile miglioramento del Sistema di Gestione HSE. La raccolta dei dati prevede l'uso di idonei strumenti, tra i quali audit interni HSE e tecnici, audit esterni, esiti di verifiche di conformità, implementazione di azioni preventive e correttive, feedback di processo e analisi dell'andamento degli indicatori di performance (KPI).

In particolare, le verifiche di conformità a cui sono sottoposte attività e fasi, sia interne che esterne, sono utilizzate per accertare sistematicamente il rispetto di normative, procedure integrate e specialistiche, documenti ed istruzioni.

Il Responsabile HSE verifica periodicamente, di concerto con i Responsabili di Unità secondo competenza, il raggiungimento di obiettivi e traguardi assegnati, in sede di audit, mediante valutazioni e monitoraggi specifici o in occasione della preparazione delle attività di Riesame. Le registrazioni inerenti le prestazioni HSE sono tenute in considerazione in occasione del Riesame.

La gestione, la raccolta e l'analisi delle non conformità costituisce un essenziale sistema di feed-back interno, ovvero di valutazione dei problemi operativi che causano perdite ed inefficienze. Tutte le osservazioni/rilievi e non conformità, relative ad aspetti HSE, anche provenienti dall'esterno, comprese le Criticità HSE, sono raccolte, gestite e registrate come indicato nella Procedura pro-sg-hse-008-enimed ("Gestione dei Rilievi, delle Non Conformità e azioni correttive e preventive per gli aspetti HSE"). La gestione di Infortuni / Incidenti / Near Miss è trattata in pro-sg-hse-19-enimed ("Gestione infortuni, incidenti, near miss").

Allo scopo di eliminare le potenziali cause di non conformità, difetti o altre situazioni indesiderabili, al fine di prevenirne il verificarsi, vengono intraprese specifiche azioni di tipo preventivo. Esse costituiscono parte integrante del

programma di miglioramento e, pertanto, sono soggette a Riesame periodico da parte della Direzione.

Al fine di eliminare la causa di una non conformità rilevata o di altre situazioni indesiderate, sono invece intraprese azioni di tipo correttivo. Queste vengono utilizzate come strumento di miglioramento dei processi.

Per dettagli e approfondimenti si rimanda al Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE di EniMed (Rif. 2).

4. REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE

La struttura e le finalità del Sistema di Gestione HSE di Eni sono descritte al paragrafo 2.2. Nel presente capitolo si focalizza l'attenzione sulle informazioni da fornire per quanto riguarda la predisposizione della documentazione relativa al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente in accordo al D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dal D.Lgs. 145/15, il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, da predisporre a norma dell'art. 19, commi 3 e 6, e presentare a norma dell'art.11, comma 1, lettera b), deve contenere le seguenti informazioni (in accordo all'Allegato I Paragrafo 9 dello stesso Decreto):

1. struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale;
2. descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi, della loro probabilità di accadimento e delle potenziali conseguenze ad essi associate;
3. descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale nella valutazione dei rischi di incidenti gravi all'interno della RGR;
4. controllo dei grandi rischi durante le operazioni normali;
5. la gestione dei cambiamenti;
6. preparazione e risposta alle emergenze;
7. la mitigazione dei danni ambientali;
8. il monitoraggio delle prestazioni;
9. modalità di audit e riesame;
10. modalità di partecipazione a consultazioni tripartite e di attuazione degli interventi che ne scaturiscono.

Per ciascuno degli argomenti del precedente elenco viene fornita una descrizione particolareggiata come riportato nei paragrafi che seguono, facendo anche riferimento alla Relazione sul SGI prodotto da EniMed ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 145/15 (Rif. 1).

4.1. Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità

Come richiesto dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, l'Operatore, nell'ambito del proprio sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, fornisce una descrizione delle modalità organizzative per il controllo dei rischi di incidente grave.

In accordo al D.Lgs. 624/96, per tutti gli aspetti di sicurezza le responsabilità vengono ripartite tra il Titolare, il Direttore Responsabile e il Sorvegliante (Rif. 2). Come stabilito dallo stesso Decreto, ciò è da ritenersi valido per tutte le tipologie di rischio e, quindi, anche per i Grandi Rischi.

Il Titolare, ossia la persona giuridica che detiene il titolo minerario o l'autorizzazione alle operazioni di estrazione e produzione di idrocarburi, ha tra gli altri il compito di nominare, ai sensi del D.Lgs. 624/96, le altre due suddette figure e attestarne il possesso dei requisiti. In particolare, ha la facoltà di delegare al Direttore Responsabile da lui direttamente nominato i poteri in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica.

Il Direttore Responsabile ha il compito principale di osservare e far osservare le disposizioni normative e regolamentari in materia di salute e sicurezza dei lavoratori; in particolare, tra le sue mansioni deve:

- dichiarare di conoscere il DSS (Documento di Sicurezza e Salute), sottoscriverlo e attuare quanto in esso previsto;
- redigere, prima dell'inizio dei lavori, incarichi scritti per lo svolgimento di attività pericolose, o non pericolose ma che interagendo possono dar luogo a grandi rischi;
- assicurare l'efficienza dei sistemi di allarme ottico e acustico e di comunicazione, mediante un ordine di servizio;
- provvedere a disciplinare la movimentazione, lo stoccaggio e il trasporto degli esplosivi presenti a bordo dell'installazione;
- assicurarsi dell'avvenuta ispezione e manutenzione dei sistemi di sicurezza;
- garantire l'applicazione ed il rispetto del Sistema di Gestione Integrato.

Il Sorvegliante è la persona specificatamente nominata dal Titolare, sulla base delle capacità e delle competenze professionali necessarie, per la sorveglianza dei

luoghi di lavoro occupati dalle maestranze. La sua funzione consiste nell'accertare che i lavori si svolgano coerentemente con quanto prescritto dal DSS e nel rispetto delle norme di prevenzione, igiene e sicurezza, intervenendo direttamente sui lavoratori e sui preposti di eventuali imprese appaltatrici e tenendo informati dei fatti il Direttore Responsabile e/o il Titolare.

In Figura 4-1 è riportato l'organigramma della sicurezza di EniMed (Rif. 1).

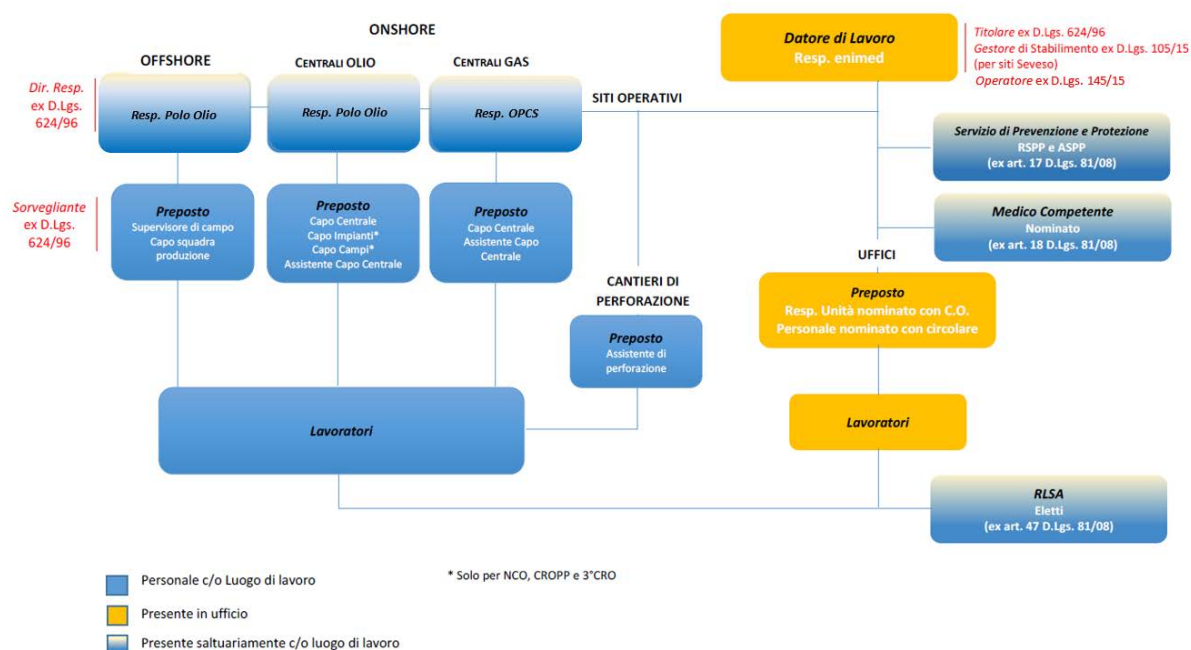


Figura 4-1 – Organigramma della sicurezza

4.2. Procedura di valutazione dei rischi

Per la valutazione dei grandi rischi EniMed ha adottato le procedure Eni, le quali sono descritte all'interno di specifiche linee guida tecniche redatte dalla stessa Compagnia (Rif. 3). Tali linee guida forniscono indicazioni specifiche in merito all'implementazione della metodologia di valutazione dei rischi sviluppata da Eni e ad una migliore comprensione dei risultati ottenuti dall'analisi di identificazione dei

pericoli (es. HAZID) e del processo di valutazione dei rischi per le persone e l'ambiente nell'ambito della preparazione della RGR ai sensi del D.Lgs. 145/15.

In particolare, le linee guida descrivono in dettaglio ogni singola fase inerente l'analisi di rischio, fornendo, laddove necessario, tutti i passaggi logici e numerici per la valutazione delle frequenze di accadimento e delle conseguenze associate agli scenari incidentali ipotizzati al fine identificare il livello di rischio complessivo atteso sia per le persone che per l'ambiente.

La procedura di valutazione dei rischi descritta dalle suddette linee guida si compone delle seguenti fasi:

- I. Identificazione dei pericoli: con riferimento ad una particolare installazione, tale fase si svolge attraverso un'identificazione sistematica dei pericoli utilizzando la tecnica HAZID (Hazard Identification). In base ai risultati ottenuti dall'HAZID è possibile quindi identificare un set di pericoli ritenuti rappresentativi dell'installazione in oggetto, i quali dovranno poi essere valutati in dettaglio attraverso l'analisi dei Grandi Rischi.
- II. Valutazione delle frequenze: per ciascuno dei grandi rischi identificati per l'installazione in oggetto la valutazione delle frequenze di accadimento dei conseguenti scenari incidentali ipotizzati (es. getto incendiato, flash fire, esplosione, etc.) viene effettuata utilizzando la tecnica denominata "Bow-Tie".
- III. Valutazione delle conseguenze: per ciascuno degli scenari incidentali di cui al punto precedente viene condotta una valutazione delle conseguenze finalizzata alla determinazione dell'estensione delle aree di impatto e alla stima della classe di gravità associata.
- IV. Valutazione del rischio: si calcola il livello di rischio per ciascuno degli scenari incidentali combinando la frequenza di accadimento e la classe di gravità associate e se ne valuta l'accettabilità mediante confronto con le soglie riportate sulla Matrice di Accettabilità del Rischio (Figura 4-2) adottata nello studio.

Sempre in accordo alle sopra citate linee guida, il processo di valutazione del rischio può essere attuato attraverso uno dei seguenti approcci:

- ✓ *Qualitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze vengono stimate in termini di “livelli” sulla base del giudizio tecnico di esperti;
- ✓ *Semi-quantitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze sono approssimativamente stimate mediante intervalli di valori;
- ✓ *Quantitativo*, in cui si effettuano valutazioni numeriche sulla base di dati statistici e modelli probabilistici derivanti dall'esperienza operativa di settore.

Con riferimento alle RGR degli impianti EniMed di Prezioso, Perla e Gela 1/Cluster, l'approccio utilizzato per la valutazione dei rischi è del tipo “semi-quantitativo”. Tale metodologia è in linea con quanto previsto dalle Linee Guida disposte dal Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare (Rif. 4).

Conseguenze					Frequenza crescente					
GRAVITA'	Persone	Ambiente	Impianti	Reputazione	0	A	B	C	D	E
					<10-6 occ/anno	10-6 to 10-4 occ/anno	10-4 to 10-3 occ/anno	10-3 to 10-2 occ/anno	10-2 to 10-1 occ/anno	>10-1 occ/anno
1	Danno lieve/ infortunio lieve	Fino a 3 comparti a bassa significatività	Danno lieve	Minore impatto a livello locale	Area di miglioramento continuo					
2	Danno minore/ infortunio < 30 gg	2 comparti a bassa o 1 a media significatività	Danno minore	Perdita reversibi- le di repu- tazio- ne	Considerazioni ALARP possono essere richieste					
3	Danno grave/ infortunio > 30 gg	2 comparti a media o 1 ad alta significatività	Danno ad una unità di impianto	Danno alla reputazio- ne a livello regionale	Considerazioni ALARP obbligatorie					
4	Disabilità permanen- te/ decesso	2 comparti ad alta o 1 a molto alta significatività	Danno a più unità d'impianto	Danno al business a livello regionale						
5	Decessi multipli	3 comparti ad alta o 2 a molto alta significatività	Danno a tutte le vie di fuga e ai punti di raduno	Potenziata perdita del diritto di operare						

Colore	Tipologia	Descrizione	Azioni/interventi richiesti in ambito Grandi Rischi
	Rischio ampiamente accettabile	Area di miglioramento continuo, in cui il livello di rischio è ampiamente accettabile e richiede solo generiche misure di controllo volte ad evitare che si deteriori nel tempo	Nessuno
	Rischio accettabile	Il livello di rischio è accettabile con possibilità di misure di miglioramento.	Se l'analisi lo evidenzia, è possibile identificare eventuali misure di miglioramento rispetto a quanto adottato. Queste potranno essere valutate mediante una trattazione ALARP.
	Rischio accettabile in area ALARP	Il livello di rischio nella regione ALARP risulta accettabile ed è prevista una valutazione di misure di mitigazione aggiuntive (da individuarsi nel contesto di una valutazione che consideri i benefici ottenibili).	Per i rischi che ricadono in questa regione è prevista una trattazione di tipo ALARP. La valutazione, in funzione delle misure da analizzare, può essere di tipo qualitativa e quantitativa.
	Rischio non Accettabile	Il livello di rischio non è accettabile	Richieste misure di controllo dei rischi in grado di riportare il livello di rischio all'interno delle precedenti regioni.

Figura 4-2 – Matrice di Accettabilità dei Rischi per le Persone, l'Ambiente, gli Impianti e la Reputazione

4.3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi

Con riferimento agli impianti offshore EniMed (Perla, Prezioso e Gela 1/Cluster), gli incidenti ambientali gravi sono quelli associabili a Blow-Out in fase di produzione, Blow-Out in fase di Rigless e rottura delle condotte sottomarine adibite al trasporto di olio.

Gli scenari di sversamento in mare sopra descritti sono caratterizzati da dinamiche piuttosto differenti tra loro.

Anche per la valutazione del rischio ambientale EniMed ha adottato la metodologia Eni descritta al paragrafo 4.2. Tale metodologia è in linea con quanto riportato nelle Linee Guida per la redazione della Relazione Grandi Rischi (Rif. 4) predisposte dal Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare.

Come descritto all'interno delle linee guida di Eni, la valutazione delle conseguenze sull'ambiente viene effettuata con riferimento al più severo scenario di rilascio in relazione alla natura del fluido sversato e all'entità dello sversamento. La valutazione delle conseguenze a seguito di uno sversamento in mare è effettuata in relazione al campo meteo-marino in cui tale evento si verifica.

Data la complessità della tipologia degli impianti offshore EniMed, si utilizza un approccio di analisi dettagliato. Tale analisi prevede i seguenti step (vedere schema in Figura 4-3):

1. Screening di tutti i processi e delle sostanze presenti sull'installazione che possono portare, in caso di evento incidentale, ad un potenziale impatto ambientale.
2. Definizione degli scenari incidentali ambientali rappresentativi per l'intera installazione.
3. Definizione di macro-comparti per la valutazione delle conseguenze, in considerazione dei seguenti criteri:
 - a. Macro-Comparto Costa:
 - i. Massa di idrocarburo spiaggiata >1 t in celle 10 km x 10 km (Rif. 5);
 - b. Macro-Comparto Mare:

- i. Concentrazione di idrocarburo in colonna d'acqua > 0.5 mg/l (tale valore, precedentemente stabilito dal DPR 470/82 e smi, decreto ora abrogato per effetto del D.Lgs. 116/2008, in assenza di un riferimento normativo, è considerato un valore limite che continua a costituire un utile riferimento anche da parte di alcuni enti territoriali di controllo (es. ARPAT Toscana);
 - ii. Spessore del film superficiale di idrocarburo > 0.04 μm (Spessore limite inferiore di visibilità) (Rif. 6).
4. Modellazione degli scenari di rilascio in mare con apposito codice di calcolo (OSCAR, Rif. 7), attraverso un approccio di tipo stocastico: ogni scenario di riferimento (Blow-Out in fase di produzione, Blow-Out in fase di Rigless e rottura della sealine) è stato simulato considerando che si verifichi in momenti diversi all'interno di un periodo temporale statisticamente rappresentativo (9 anni) per il quale si dispone del campo meteomarinario.
5. Per ciascun quadro incidentale, definito come lo scenario incidentale in una precisa condizione meteomarina, è valutato l'impatto sui macrocomparti in base ai criteri suddetti e conseguentemente la Gravità del danno. Assegnata ad ogni quadro incidentale la frequenza di accadimento, viene effettuata la somma delle frequenze dei quadri incidentali appartenenti allo stesso scenario e aventi pari Gravità. La coppia Gravità del danno - somma delle frequenze viene inserita nella Matrice di Accettabilità del Rischio.
6. Determinazione dei quadri incidentali più rischiosi, altresì detti MRCD (Most Risky Case Discharge), ovvero quei quadri incidentali associati agli eventi che all'interno della Matrice di Accettabilità del Rischio si collocano in quelle zone caratterizzate dal rischio più elevato.
7. Definizione dei seguenti quadri incidentali di riferimento:
 - a. MARE SUPERFICIE: massima estensione di superficie coinvolta dal film superficiale di idrocarburo;
 - b. MARE COLONNA: massima estensione di superficie con concentrazione di idrocarburo in colonna superiore al limite di riferimento;
 - c. MARE FONDALE: massima estensione sul fondo marino con concentrazione di idrocarburo depositato superiore al limite di riferimento;

- d. COSTA: massima estensione di costa interessata dall'idrocarburo spiaggiato.
8. Modellazione dei quadri incidentali di riferimento con il software OSCAR, utilizzando il modello deterministico per la definizione puntuale e variabile nel tempo dell'evoluzione della dispersione.
 9. Valutazione in dettaglio delle conseguenze dei 4 quadri incidentali di riferimento sopra riportati in termini di aree impattate e lunghezza di costa coinvolta.
 10. Valutazione del danno sui target specifici, ovvero sui tre comparti ambientali (potenziali recettori) identificati: comparto "Aree, habitat e specie protette", comparto "Socio-economico-culturale" e comparto "Costa e ambiente marino costiero".
 11. Assegnazione della classe di Gravità dei quadri incidentali di riferimento in base alla Matrice di Accettabilità del Rischio attraverso la definizione della significatività del danno su ciascun comparto.

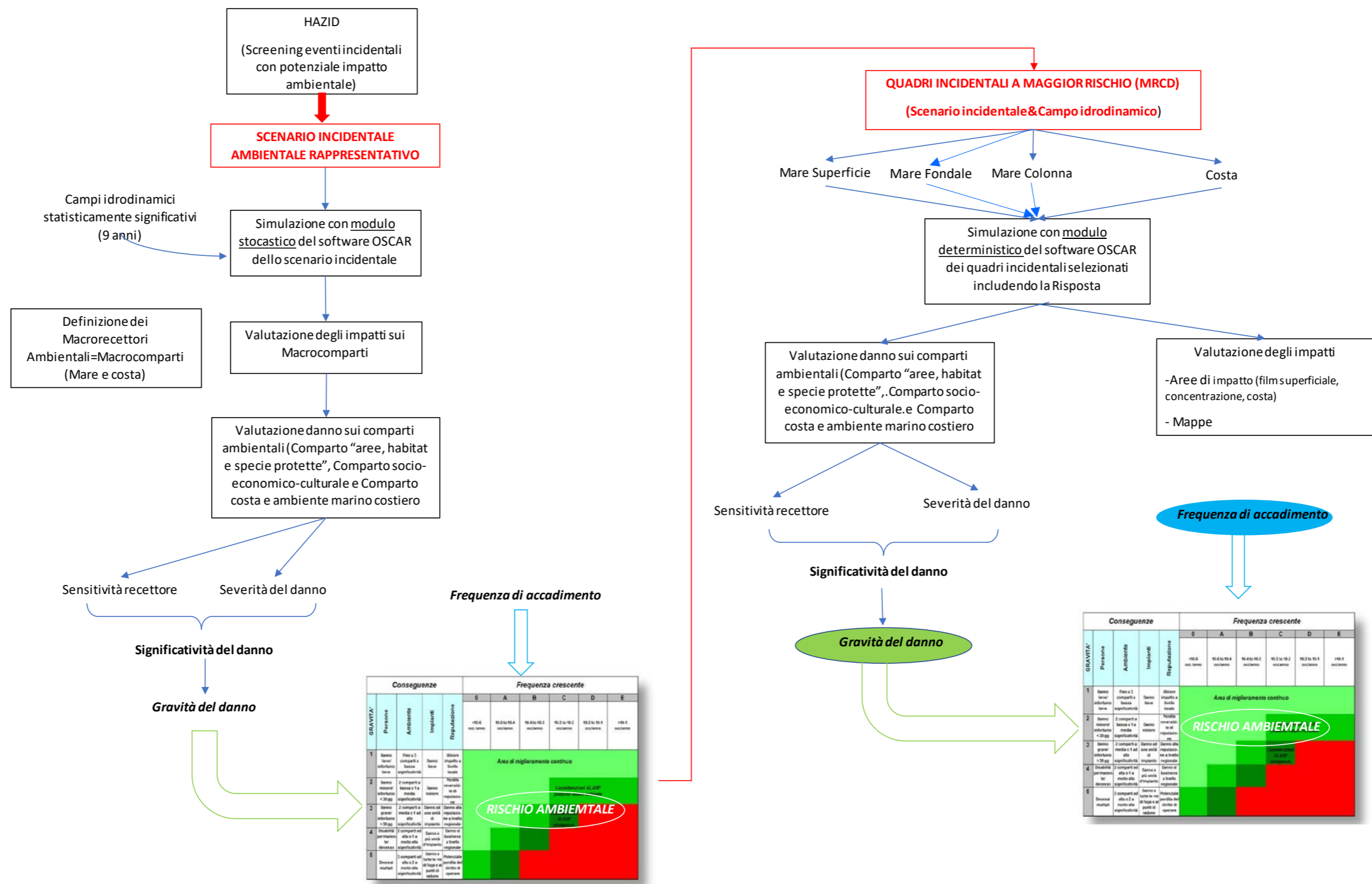


Figura 4-3 –Schema metodologico per l'analisi di rischio ambientale

4.4. Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni

Durante le normali operazioni sulle installazioni (es. normale produzione, movimentazione dei carichi, approccio mezzi navali autorizzati, appontaggio elicotteri, etc.), sono previsti specifici controlli (o barriere) sia di tipo preventivo sia di tipo mitigativo (o protettivo) dei grandi rischi.

Tra i controlli di tipo preventivo si annoverano gli Ordini di Servizio (OdS) da parte del Direttore Responsabile, i permessi di lavoro, le procedure per la gestione e il controllo di specifiche attività, la corretta progettazione degli impianti, la manutenzione e le ispezioni programmate delle apparecchiature e dei macchinari (es. gru di bordo) e il monitoraggio dei parametri operativi (es. pressione, temperatura, etc.), nonché la formazione e l'addestramento del personale operativo preposto allo svolgimento delle specifiche attività. A questi si aggiungono i sistemi di protezione delle apparecchiature in pressione (es. PSVs) e i sistemi di aiuto alla navigazione (NAVAIDS), entrambi costituenti barriere di tipo impiantistico. Tali barriere hanno come obiettivo quello di prevenire il rischio di incidenti gravi, quali il rilascio di idrocarburi in pressione, la collisione con mezzi navali ed elicotteri, cedimenti strutturali critici e caduta oggetti durante la movimentazione dei carichi.

I controlli di tipo mitigativo, aventi il compito di limitare gli effetti associati alle conseguenze derivanti dall'accadimento di un incidente grave, sono generalmente affidati a sistemi e/o impianti meccanici ad attivazione sia manuale che automatica, ai quali si aggiungono l'intervento delle Squadre di Emergenza, i sistemi di contenimento e di drenaggio o antinquinamento in caso di spill a mare, nonché i mezzi di sicurezza e salvataggio per le persone (es. scialuppe, zattere, salvagenti, giubbotti, DPI, etc.) e le procedure e i piani di gestione delle emergenze. Tra i sistemi automatici si annoverano quelli di rilevazione gas (sia infiammabile che tossico) e incendio, il sistema di blocco di emergenza (ESD System), i sistemi antincendio a protezione attiva e passiva e i sistemi di comunicazione di emergenza (es. PA/GA System).

Nella tecnica Bow-Tie utilizzata per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali i suddetti controlli vengono quantificati attraverso metodologie standard internazionali comunemente impiegate dalle principali compagnie nel settore dell'industria petrolifera.

Per la valutazione delle barriere è stata in particolare utilizzata una metodologia di analisi denominata SPAR-H (Standardized Plant Analysis Risk - Human Reliability Analysis) (Rif. 8,9). L'applicazione di questa metodologia ha permesso di calcolare per l'efficacia di ciascuna delle barriere coinvolte un valore corrispondente al Rateo di Guasto della barriera, chiamato anche "Integrità della Barriera"; tale valore è compreso tra 0.1 (barriera totalmente efficace) e 1 (barriera totalmente inefficace). Per le barriere di tipo protettivo, l'integrità della barriera può essere rappresentata anche da un valore inferiore a 0.1, dovuto principalmente all'inserimento di elementi relativi all'affidabilità tecnico-impiantistica delle apparecchiature costituenti la barriera stessa.

Per ciascuna delle barriere di tipo meccanico-impiantistico vengono identificati specifici elementi considerati critici per la sicurezza e/o per l'ambiente (SECE), già descritti al paragrafo 2.2; i criteri relativi all'identificazione e alla gestione di tali elementi critici sono definiti in accordo ad una specifica linea guida tecnica sviluppata da Eni e presente all'interno del sistema di gestione di EniMed (Rif. 10).

La lista dei SECE è stata prodotta per tutte le installazioni offshore di EniMed. Per ogni SECE identificato viene sviluppata una specifica scheda di verifica la cui struttura prevede l'applicazione della metodologia FARSI (in italiano FADSI - Funzionalità, Affidabilità, Disponibilità, Sopravvivenza, Indipendenza), mediante la quale si valutano aspetti legati rispettivamente alle specifiche funzionali degli elementi (F), ai programmi di manutenzione (A), ai programmi di test periodici (D), alla capacità di mantenere attiva la risposta richiesta (intervento) anche in caso di incidente, guasto o modifica impiantistica (S) nonché alla verifica dell'indipendenza di questa risposta dal funzionamento di altre barriere (I).

Le schede di verifica dei SECE vengono prodotte direttamente da EniMed e successivamente sottoposte al Verificatore Indipendente selezionato (RINA). Obiettivo principale dell'attività di verifica è mettere in atto un processo che assicuri che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente siano tali da fornire le necessarie performance, qualora richieste. Evidenza dell'esito della verifica con inclusa una descrizione della metodologia utilizzata per la verifica, dei mezzi di verifica e delle raccomandazioni emerse a valle di tale verifica viene riportata in un documento dedicato prodotto dal Verificatore Indipendente incaricato ai sensi dell'Articolo 11 del D.Lgs. 145/15 ed allegato alla RGR di impianto.

4.5. Gestione delle modifiche

Come definito a livello generale, ai fini del SGI HSE, con il termine “modifica” si intende “una qualunque variazione, permanente o temporanea, che possa avere qualche influenza sulle condizioni HSE”.

I seguenti esempi riportano alcune condizioni che possono determinare la necessità di attivare il processo di gestione delle modifiche:

- Nuove o modificate tecnologie, apparecchiature, impianti o ambienti di lavoro;
- Nuove o modificate procedure, pratiche di lavoro;
- Differenti tipologie o qualità di materie grezze da lavorare;
- Modifiche ai dispositivi ed attrezzature o ai controlli per la sicurezza e la salute.

La gestione delle modifiche sugli impianti EniMed segue la procedura pro-sg-hse-006-enimed “Gestione e controllo delle nuove realizzazioni e modifiche”. Ai fini dell’applicazione di tale procedura si identificano le seguenti tipologie di modifiche:

- ✓ *Modifiche tecniche/operative*: modifiche di impianti e processi che possano avere influenza sulle condizioni HSE, ma che non comportino variazioni organizzative;
- ✓ *Modifiche organizzative*: modifiche di ruoli, responsabilità, operazioni o relazioni che possano avere influenza sulle condizioni HSE;
- ✓ *Modifiche temporanee*: qualsiasi intervento che alteri temporaneamente la configurazione fisica dell'impianto e/o delle funzioni di controllo del processo, per un periodo di tempo non superiore a 6 mesi; dopo tale periodo la modifica dovrà essere nuovamente trattata secondo la suddetta procedura.

La gestione delle modifiche negli impianti EniMed avviene mediante l'ausilio di un apposito modulo che guida alla successione delle attività e permette la registrazione delle avvenute attività per le singole fasi.

Il processo di gestione delle modifiche si articola nelle seguenti fasi:

- i. Richiesta di modifica. Può essere fatta dal responsabile Enimed e del Sistema di Gestione Integrato, dal responsabile dell'Unità Salute, Sicurezza e Ambiente, dal responsabile dell'Unità Operations o dal responsabile dell'Unità Risorse Umane. Il Richiedente compila il modulo indicando il proprio nome, il ruolo e la posizione aziendale, fornendo una descrizione della modifica proposta che riporti tutti gli elementi che consentano alle funzioni coinvolte nella valutazione della modifica una chiara comprensione della stessa.
- ii. Valutazione preliminare di rilevanza. Consiste in una classificazione preliminare della specifica modifica da attuare in relazione alla sua rilevanza, e viene effettuata dal Richiedente. Tale classificazione permette di definire quindi se la modifica è "rilevante ai sensi dei requisiti di legge", "rilevante ai fini di una richiesta di autorizzazione ma non ai sensi dei requisiti di legge" oppure "non rilevante".
- iii. Classificazione preliminare della modifica. Permette in via preliminare di classificare la modifica come "rilevante" o "non rilevante". In caso di modifica rilevante, il Richiedente invia al Responsabile dell'Unità Salute, Sicurezza e Ambiente (SAGE) il modulo compilato insieme ad altre eventuali informazioni/documenti riguardanti la proposta di modifica.
- i. Verifica di classificazione preliminare. Dall'analisi del modulo ricevuto dal Richiedente, SAGE verifica la classificazione proposta ed esprime il proprio parere compilando l'apposita sezione interna al modulo di gestione delle modifiche Analisi dei rischi. SAGE, per le modifiche classificate come "rilevanti", dispone l'effettuazione dell'analisi dei rischi (identificazione dei pericoli e valutazione dei rischi), da condursi mediante metodologie adeguate alla tipologia di modifica in oggetto, richiedendo le informazioni e la documentazione necessaria.

Nel caso di modifiche considerate "sostanziali", ovvero modifiche che comportano un incremento significativo del livello di rischio (aumento nell'ordine di grandezza con conseguente spostamento della cella all'interno della matrice di rischio) o una variazione nella distribuzione spaziale dei rischi all'interno del luogo di lavoro, l'Operatore è tenuto ad aggiornare i contenuti della documentazione presentata (es. RGR, comunicazione di operazioni di pozzo, etc.). La procedura EniMed di gestione delle modifiche riporta le azioni che devono essere messe in atto da parte dell'Operatore al fine di adempiere a quanto previsto dal D.Lgs. 145/15.

4.6. Gestione delle emergenze

La risposta alle emergenze rappresenta una delle barriere mitigative nel caso in cui si materializzi un qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo e che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali.

Al fine di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari ad organizzare efficacemente e il più velocemente possibile l'intervento appropriato, Eni S.p.A. divisione Upstream & Technical Services ha redatto una serie di documenti in materia. Questi costituiscono una linea guida per le consociate (in questo caso EniMed) e sono stati redatti allo scopo di fornire indicazioni specifiche per l'implementazione di un efficace ed efficiente sistema di gestione delle emergenze. Ciascuna procedura tratta una tematica specifica relativa al processo dell'Emergency Response e riporta in maniera esaustiva gli aspetti cardine da includere nei rispettivi piani e procedure di emergenza delle controllate.

Con riferimento agli impianti offshore di EniMed, i documenti di riferimento per la gestione delle emergenze sono i seguenti:

- *pro-sg-hse-030-EniMed "Piano Generale di Emergenza EniMed"*
- *opi-sg-hse-80-EniMed "Piano di emergenza interno piattaforme"*
- *pro-sg-hse-005-EniMed "Gestione della documentazione e delle registrazioni HSE"*
- *opi-sg-hse-042-EniMed "Abbandono piattaforma"*

- *pro-sg-hse-032-EniMed "Piano di emergenza sanitaria nei luoghi di lavoro offshore"*
- *pro-sg-hse-032-EniMed "Piano antinquinamento offshore piattaforme Perla, Prezioso, Gela 1 e condotte di collegamento a CROPP e 3°CRO"*
- *pro-sg-hse-003-EniMed "Formazione, sensibilizzazione e competenze HSE"*
- *pro-sg-hse-012-EniMed "Riunioni di sensibilizzazione HSE"*
- *opi-sg-hse-003-EniMed "Esercitazioni di Emergenza HSE."*

L'obiettivo primario è fornire al personale le indicazioni operative per la gestione delle emergenze, tra cui quelle ambientali offshore, generate tipicamente da sversamenti accidentali di idrocarburi ed altre sostanze chimiche nel corso di attività svolte nei siti produttivi offshore, al fine di limitare l'impatto sull'ambiente e la collettività.

4.6.1. Definizione dei piani di emergenza

Il Piano di emergenza generale è stato sviluppato sulla base dei seguenti scenari incidentali, applicabili nel contesto del D.Lgs. 145/15:

- Rilascio di sostanze pericolose (infiammabili, tossiche, pericolose per l'ambiente, etc.);
- Spandimento di idrocarburi liquidi infiammabili e non, con o senza incendio;
- Incendio locale elettrico;
- Infortunio;
- Terremoto;
- Incursione nell'impianto da parte di personale non autorizzato.

Indipendentemente dall'elenco sopra riportato, da considerarsi comunque esemplificativo e non esaustivo, il Piano generale di emergenza consente di gestire qualunque tipo di emergenza e lo stato di crisi e di fronteggiare qualsiasi situazione che presenti un rischio immediato di incidente grave come definito dal D.Lgs. 145/15.

Periodicamente vengono inoltre simulati scenari relativi a situazioni di emergenza dove si testa l'intervento delle persone e dei mezzi preposti a far fronte alla situazione di crisi venutasi a creare. Le esercitazioni possono venire utilizzate anche per emettere o puntualizzare procedure operative in essere e per eventuali azioni correttive e/o di miglioramento. In particolare, al fine di verificare l'efficienza di intervento del personale in risposta ad un eventuale sversamento a mare di sostanze inquinanti, viene effettuata un'esercitazione marittima annuale denominata "Pollex" con la supervisione della Capitaneria di Porto di Gela. Tale esercitazione consiste in una prova pratica dove viene simulato uno scenario di oil spill per verificare i tempi di risposta e le modalità di intervento del personale tecnico stesso anche mediante l'utilizzo dei mezzi navali a disposizione.

4.6.2. Filosofia generale di gestione dell'emergenza

In accordo al Piano di emergenza di EniMed, sono stati definiti tre livelli di emergenza più lo stato di Crisi e il Responsabile Operativo (di seguito denominato Emergency Response Manager o ERM) è responsabile per i 3 LIVELLI di emergenza (Figura 4-4), come di seguito descritto.

Il Referente del Sito (Sorvegliante) alla segnalazione di Emergenza, si occupa della conduzione e della sua gestione, valutando le opportune azioni da intraprendere e dando disposizioni al personale e a tutte le persone presenti.

Emergenza di 1° livello

Emergenza gestibile dal personale del sito con i mezzi in dotazione sotto la responsabilità del Datore di Lavoro (ERM).

Non ha impatto sull'esterno.

La gestione dell'emergenza è a cura del Referente del Sito, secondo le modalità indicate nel Piano di Emergenza Interno / Ruolo di Emergenza del singolo Sito sotto la responsabilità dell'ERM.

Di seguito si riportano alcuni scenari di emergenze di 1° livello:

- piccolo spill che può essere controllato e risolto utilizzando gli equipaggiamenti disponibili nel sito;
- incendio che può essere controllato e risolto utilizzando gli equipaggiamenti disponibili in sito.

Emergenza di 2° livello

Emergenza gestibile dal personale del sito e con i mezzi in dotazione al sito, con l'assistenza di Autorità e Amministrazioni pubbliche a livello locale e regionale (ad esempio Vigili del Fuoco, Strutture Sanitarie, etc.), sotto la responsabilità del Datore di Lavoro (ERM) e con il supporto del Team di Emergenza (HOERT) di EniMed. Per questo livello di emergenza l'ERM informa la funzione HQERC presso la Sede di San Donato.

Ha potenziale impatto sull'esterno.

Di seguito si riportano alcuni scenari di emergenze di 2° livello:

- spill che eccede la capacità di risposta del sito/installazione a cui è necessario il supporto di EniMed con risorse aggiuntive di contrattisti specializzati a livello nazionale;
- incendio che per essere controllato e risolto necessita dell'intervento dell'Amministrazione Pubblica a livello periferico (es. Vigili del Fuoco).

Emergenza di 3° livello

Emergenza gestibile dal personale del sito, con i mezzi in dotazione al sito sotto la responsabilità del Datore di Lavoro (ERM), con il supporto dell'HOERT di EniMed, dell'HQERC della sede di San Donato e l'assistenza di Autorità e Amministrazioni Pubbliche, e con il supporto di risorse esterne specializzate.

Ha impatto sull'esterno.

Di seguito si riportano alcuni scenari di emergenze di 3° livello:

- ingente spill dove è necessario il supporto e l'intervento di Contrattisti specializzati a livello nazionale e internazionale;
- Blow-Out incontrollato dove è necessario il supporto e l'intervento di Contrattisti specializzati;
- collasso strutturale.

In caso di emergenza medica di 3° livello, l'ERM può informare o attivare direttamente l'unità Salute (SAL/UP) presso la sede di San Donato Milanese.

Crisi

E' un evento la cui risoluzione può essere prolungata nel tempo e che ha la potenzialità di determinare gravi ripercussioni sull'integrità dell'azienda, sia a livello nazionale, sia internazionale, nonché compromettere l'immagine e la reputazione di Eni sui mercati internazionali. La crisi viene dichiarata dai vertici aziendali che predispongono adeguate strutture (comitato di crisi) per la gestione ad hoc della stessa, individuando le risorse appropriate tra i primi riporti aziendali o figure specialistiche.



Figura 4-4 – Livelli di emergenza

4.6.3. *Fuga ed evacuazione di emergenza*

Tutti gli impianti offshore EniMed sono dotati di un sistema organizzato di vie di fuga per il deflusso rapido ed ordinato verso le aree di abbandono. Ogni area è stata dotata di almeno due vie di fuga alternative in grado di condurre il personale in "aree sicure".

Al fine di consentire l'abbandono repentino dell'installazione e l'allontanamento dalla stessa nei casi di emergenza, sono disponibili specifici mezzi di evacuazione e salvataggio per le persone.

A livello generale, tutto il personale che accede agli impianti viene istruito, mediante il "Briefing di Sicurezza", sul comportamento da adottare durante la loro permanenza. Inoltre, viene indicato dove è disposto il "punto di raccolta" a cui si devono portare nel caso venisse udita la sirena di emergenza. In linea generale, in caso di comunicazione di abbandono dell'installazione, il personale presente a bordo deve sospendere immediatamente il lavoro in corso mettendo in sicurezza le proprie attrezzature e dirigersi immediatamente al punto di raccolta indossando il giubbotto salvagente.

Il responsabile dell'installazione (es. Capo Piattaforma) ha il compito di dirigere le operazioni di abbandono in sicurezza dell'installazione, valutando opportunamente lo stato degli impianti e delle condizioni meteomarine.

4.7. Mitigazione dei danni ambientali

Il Piano Generale di Emergenza descrive in modo completo i ruoli specifici attribuiti alle varie figure professionali che possono essere coinvolte nella gestione dell'emergenza.

In caso di presidio di una delle installazioni, chiunque presente a bordo rilevi condizioni che potrebbero comportare pericolo di inquinamento marino deve segnalarlo immediatamente al responsabile dell'installazione (es. Capo Piattaforma). Quest'ultimo valuta l'anomalia/incidente segnalata e, nel caso in cui ritenga di essere di fronte ad una situazione di emergenza, si attiva per la sua gestione e informa il RAM (Responsabile Antinquinamento Marino).

Se l'anomalia/incidente viene rilevata da remoto dalla sala controllo del 3° CRO o del CROPP, il Referente del Sito onshore informa il Responsabile di Produzione e, in caso di piattaforma presidiata, il Capo Piattaforma. Essi valutano l'anomalia/incidente e, nel caso in cui ritengano di essere di fronte a una situazione di emergenza, si attivano per la sua gestione.

Con riferimento alle strategie di risposta, è in essere un contratto di Sharing tra Edison ed EniMed per l'utilizzo di mezzi navali ed aerei. Nell'ambito di tale contratto le chiamate di emergenza hanno un effetto immediato che interrompe il servizio ordinario intrapreso da Edison e/o EniMed e l'invio dei mezzi necessari nelle aree interessate dall'emergenza.

Le principali azioni di risposta che possono essere intraprese in caso di spill a mare sono le seguenti:

- Monitorare e valutare;
- Favorire la naturale evaporazione delle sostanze sversate;
- Contenimento e recupero in acqua;
- Utilizzo di disperdente;
- Protezione della costa e delle aree sensibili;
- Pulizia della costa.

In ottemperanza a quanto previsto dalla normativa – DM 23/01/17 "Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi d'appoggio" – EniMed ha attrezzato sia la base operativa portuale a terra sia gli stessi impianti di produzione offshore con le dotazioni anti-inquinamento necessarie ad assicurare un immediato ed efficace intervento.

4.8. Monitoraggio delle prestazioni

Il monitoraggio delle prestazioni è insito nello stesso modello di Bow-Tie utilizzato per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali associati ai Grandi Rischi, dal momento che al suo interno sono riportati tutti i controlli sia preventivi che mitigativi specifici di un determinato evento incidentale (es. perdita di contenimento di un apparecchiatura in pressione, caduta oggetti, collisione elicotteri e mezzi navali, etc.) a ciascuno dei quali viene associato un valore rappresentativo dell'efficacia (o Integrità) del controllo (o barriera), come descritto al paragrafo 4.4.

Le prestazioni delle barriere, sia dei SECE che di quelle di tipo umano, risultano codificate a fini di monitoraggio.

In particolare, le attività di manutenzione di tutte le attrezzature, impianti ed apparecchiature sia onshore che offshore di EniMed sono regolate mediante la procedura opi-sg-hse-001-enimed ("Rilievo condizioni HSE: attività a responsabilità") e sono gestite dall'Operations e dall'unità di Manutenzione Operativa.

I servizi di manutenzione sono supportati da un Sistema Informativo di Manutenzione (SIM) attraverso il programma SAP PM, che ha lo scopo di:

- supportare la gestione degli interventi manutentivi e l'esecuzione dei lavori in conformità alle specifiche manutentive definite dall'Ingegneria di Manutenzione;
- ottenere tracciabilità delle informazioni (anagrafiche, piani, risultati dei controlli, verifiche, manutenzioni) quale strumento di "registrazione" per la gestione dell'attività di manutenzione prevista per legge (D.Lgs. 81/08, D.Lgs. 624/96, DM 10/03/98, D.Lgs. 152/06);
- gestire le risorse ed il calendario degli interventi;
- gestire i materiali e ottimizzare scorte dei ricambi e della componentistica;
- misurare e migliorare il livello di efficienza raggiunto.

All'interno del SIM sono definiti i criteri di classificazione e codifica che permettono di rintracciare le attività di manutenzione aventi impatti HSE.

Gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) individuati nell'analisi di rischio e riportati nelle schede di verifica sottoposte al controllo di adeguatezza del Verificatore Indipendente selezionato (RINA) sono stati identificati nel SIM con il codice "K" posto nel campo apposito denominato "codice ABC". Gli elementi critici sono inoltre sottoposti a piani di manutenzione preventiva dedicati per i quali è assegnata una priorità di intervento rispetto agli altri componenti dell'impianto. Mediante il codice K è possibile rintracciare agevolmente gli ordini di manutenzione associati agli item critici per la pianificazione degli interventi, l'analisi degli stessi e le attività di reporting.

Il monitoraggio delle attività di manutenzione preventiva dei SECE viene esplicitato attraverso indicatori di prestazione (KPI), così come il monitoraggio di ciascuna attività HSE. In generale, l'utilizzo di indici e indicatori di prestazione è ritenuto indispensabile per una corretta misura e valutazione delle performance delle attività HSE, nonché per il raggiungimento di obiettivi pianificati. Tali indici sono definiti in termini di valori assoluti, consentendo una rappresentazione del fenomeno confrontabile nel tempo.

Il monitoraggio delle prestazioni HSE da parte di EniMed viene regolato attraverso la procedura pro-sg-hse-016-enimed "Monitoraggio, misurazione e reporting delle prestazioni HSE".

Con particolare riferimento alla gestione della sicurezza di processo (Process Safety), vengono utilizzati specifici indicatori di performance. Ad esempio, al fine di prevenire il manifestarsi di eventi negativi improvvisi e incontrollati a seguito di rilasci di idrocarburi da apparecchiature, vengono utilizzati indicatori di distanza (lagging KPI) e predittivi (leading KPI). La struttura dei KPI prevede 4 livelli, suddivisi per gravità; gli indicatori di distanza rientrano nell'ambito dei primi tre livelli, mentre gli indicatori predittivi appartengono al quarto livello in quanto esso valuta la capacità sistemica nell'ambito delle diverse attività dell'organizzazione di gestire le potenziali situazioni di pericolo per la sicurezza.

A titolo esemplificativo, si riporta in Figura 4-5 un esempio di dashboard di Process Safety utilizzato regolarmente da EniMed per le attività di monitoraggio.



Figura 4-5 - Esempio di dashboard di Process Safety

4.9. Attività di audit e riesame

Come precedentemente accennato nel Capitolo 3, allo scopo di mantenere il Sistema di Gestione HSE sotto controllo e di valutare in modo continuativo la sua efficienza (attuazione della Politica e conseguimento degli obiettivi HSE), sono pianificate verifiche interne di conformità HSE (audit), eseguite da personale opportunamente addestrato, indipendente da quello avente diretta responsabilità delle attività sottoposte a verifica.

Gli audit di conformità al Sistema di Gestione HSE sono finalizzati ad accertare, tra gli altri:

- la conformità alle leggi, ai regolamenti HSE applicabili e agli altri obblighi di conformità;

- l'esecuzione delle attività, lungo tutto il ciclo di vita, in conformità alla Politica e al Sistema di Gestione HSE;
- la conformità a tutti i requisiti dell'MSG HSE di Eni e degli standard di controllo previsti dal Modello 231;
- la definizione e l'applicazione del sistema di gestione della sicurezza di processo (audit di Process Safety);
- l'efficienza delle "best practices" adottate;
- l'idoneità di quanto attuato per il raggiungimento degli obiettivi derivanti dagli impegni dichiarati nella Politica HSE.

Le risultanze degli audit sono portate a conoscenza delle varie Unità e verificate affinché i relativi Responsabili possano intraprendere eventuali azioni correttive.

In particolare, audit operativi di sicurezza (audit di Process Safety) vengono effettuati periodicamente da EniMed all'interno dei propri siti operativi. Gli obiettivi principali di tali attività sono:

- verificare se sono attuati i controlli per la valutazione e la riduzione del rischio;
- individuare i punti di forza e di debolezza delle operazioni di gestione della sicurezza esistenti;
- valutare le prestazioni di sicurezza e identificare le aree di miglioramento;
- valutare la preparazione e la risposta alle emergenze, analizzando la documentazione disponibile e i piani di formazione.

L'attività di audit è disciplinata attraverso la procedura pro-sg-hse-009-enimed ("Audit del Sistema di Gestione Integrato HSE").

Almeno annualmente, e ogni qualvolta sia ritenuto necessario, viene effettuato dalla Direzione EniMed un Riesame del Sistema di Gestione Integrato HSE, come disciplinato in apposita procedura pro-sg-hse-011-enimed ("Riesame del Sistema di Gestione HSE"). L'obiettivo principale dell'attività è quello di riesaminare l'adeguatezza, la rispondenza e l'efficacia del Sistema di Gestione HSE e delle sue performance, in relazione ai requisiti degli standard di riferimento e di altri standard sottoscritti, inclusi gli obiettivi ed i traguardi strategici.

In generale, attraverso il Riesame è possibile definire misure di miglioramento globale delle prestazioni HSE e identificare eventuali necessità di modifica da apportare alla Politica, all'organizzazione, alla documentazione di sistema ed alle attività del Sistema di Gestione Integrato HSE.

Il Riesame è condotto in base ai seguenti dati di input:

- Valutazione e risposta del Sistema di Gestione HSE (cambiamenti legislativi e degli altri obblighi di conformità, cambiamenti organizzativi/societari, rischi/opportunità HSE, verifiche HSE, comunicazioni, etc.);
- Valutazione delle prestazioni HSE;
- Azioni di miglioramento definite nel precedente riesame;
- Piano HSE;
- Criticità HSE;
- Cambiamenti nel contesto e nei bisogni/aspettative delle parti interessate;
- Adeguatezza delle risorse per il sistema.

Sulla base delle considerazioni emerse dal Riesame, vengono individuati specifici elementi in uscita, quali:

- azioni correttive, per evitare il ripetersi di eventuali non conformità, mancanze, condizioni di inefficacia o inefficienza del Sistema di Gestione Integrato HSE;
- opportunità di miglioramento continuo, ad esempio attraverso la definizione di nuovi obiettivi e traguardi;
- modifiche alle risorse definite per il sistema;
- eventuali azioni necessarie qualora gli obiettivi prefissati non siano stati raggiunti;
- necessità formative, di promozione e diffusione proattiva della cultura HSE;
- programma di audit interno;
- azioni per integrare maggiormente il sistema HSE con gli altri processi aziendali;

- ulteriori indicazioni strategiche.

4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi

In accordo a quanto stabilito nella Politica di Prevenzione degli Incidenti Gravi, EniMed si impegna a partecipare alle consultazioni tripartite tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori, volte a favorire il dialogo e la cooperazione con l'autorità competente ai fini della formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

Le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori e i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 e per la consultazione periodica, sono stabiliti dal Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 "Consultazione tripartita".

EniMed assicura l'attuazione degli interventi e delle azioni che potrebbero scaturire dalla partecipazione alle consultazioni tripartite. Le eventuali segnalazioni, osservazioni o non conformità saranno gestite attraverso specifica procedura interna e/o come stabilito in sede di Consultazione.

5. RIFERIMENTI

- 1 Relazione sul "Sistema di Gestione della sicurezza e dell'ambiente ai sensi dell'art. 19, commi 3 e 6 D.Lgs. 18 Agosto 2015, n. 145", rev.02, 12-02-2018
- 2 pro-sg-hse-001-enimed_r04, "Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE"
- 3 PSAF-TG-017, "Major Risk Assessment Methodology (in compliance with the EU Directive 2013/30/EU)", Technical Guideline
- 4 LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DELLA RELAZIONE SUI GRANDI RISCHI E LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO IN ACCORDO AL DLGS. N. 145 DEL 18 AGOSTO 2015, Ottobre 2017, Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare
- 5 OLF 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) . revision 2007
- 6 Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)
- 7 OSCAR Software – Oil Spill Contingency and Response - SINTEF
- 8 Use of a SPAR-H Bayesian Network for predicting Human Error Probabilities with missing observations K.M.Groth, L Swiler, Sandia National Laboratories US
- 9 How Many Performance Shaping Factors are Necessary for Human Reliability Analysis? - PSAM 10 Ronald L. Boring - June 2010
- 10 man sg hse 004 ups r01, "Guidelines for the Management of Safety and Environmental Critical Elements", User Manual



Documento di Consultazione Tripartita

(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del DM 05-07-2017)

Numero Documento: CON.TRI.ENI.001.2018

Proprietario Documento: Eni

Revisione	Data	Compilato:	Verificato:	Approvato:
00	15/05/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini	M. Giusto
01	27/06/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini	M. Giusto



Indice

1.	INTRODUZIONE	3
2.	FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI.....	4
2.1.	Politiche di prevenzione adottate da Eni	4
2.2.	Sistema di Gestione HSE di Eni.....	6
3.	DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE.....	8
4.	REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE	9
4.1.	Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità.....	9
4.2.	Procedura di valutazione dei rischi	11
4.3.	Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi	13
4.4.	Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni	16
4.5.	Gestione delle modifiche.....	17
4.6.	Gestione delle emergenze	19
4.7.	Mitigazione dei danni ambientali	24
4.8.	Monitoraggio delle prestazioni	25
4.9.	Attività di audit e riesame.....	28
4.10.	Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi.....	29
5.	RIFERIMENTI	31



1. INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto ai fini della convocazione della prima riunione preliminare di consultazione tripartita, ai sensi dell'Articolo 4, comma 3 dello "Schema di Accordo di Consultazione Tripartita" definito attraverso il Decreto Ministeriale del 5 Luglio 2017 (Accordo Quadro di cui all'Articolo 2, comma 1, lettera H del D.Lgs. 145/15).

In accordo all'Articolo 3 del suddetto decreto, sono oggetto di consultazione i seguenti temi:

- (a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;
- (b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione;
- (c) il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'Articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dall'Articolo 2 dello stesso decreto, alla consultazione tripartita partecipano i rappresentanti dell'operatore, dei lavoratori scelti liberamente dalle loro organizzazioni rappresentative e, per il Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare (da qui in avanti indicato con Comitato), il Presidente o un suo delegato.

In accordo al D.Lgs. 145/15, si definisce "Incidente Grave" un qualsiasi incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a 5 o più persone che si trovano sull'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sulle infrastrutture ad esso connesse o che potrebbe dar luogo a gravi impatti sull'ambiente circostante (es. acque marine, zone costiere, aree e habitat naturali protette, etc.).

Il Decreto Legislativo n.145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D.Lgs. 145/15), in vigore dal 16-09-2017, rappresenta l'attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi. L'articolo 11 di tale decreto stabilisce che, prima di effettuare operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, l'Operatore deve presentare una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o in fase di progettazione). La documentazione da presentare deve contenere almeno una descrizione adeguata della politica di prevenzione degli incidenti gravi, del sistema di gestione HSE, della risposta alle emergenze e la valutazione dei rischi di incidente grave connessi alle attività svolte. Tali argomenti vengono inclusi all'interno di un unico documento denominato "Relazione Grandi Rischi" (in seguito indicato come RGR), redatto in conformità allo stesso decreto.

2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Nel presente capitolo si illustrano le strategie adottate da Eni al fine di prevenire l'accadimento di incidenti gravi in accordo alla definizione data dal D.Lgs. 145/15. Tali strategie sono inerenti alla politica di prevenzione degli incidenti gravi e al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente.

È comunque importante sottolineare che, dal momento che le attività Eni sono da sempre state soggette alla possibilità che si verificano incidenti gravi (ad esempio, blowout), una strategia di prevenzione degli incidenti gravi era già stata definita dalla Compagnia, e assimilata dai propri dipendenti e dai contrattisti, ancor prima dell'entrata in vigore del Decreto (il D.Lgs. 624/96 già prevedeva di valutare tutti i rischi connessi allo svolgimento di attività nelle industrie estrattive).

2.1. Politiche di prevenzione adottate da Eni

Come stabilito dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, l'Operatore redige un documento che definisce la propria politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi in tutte le proprie attività in mare nel settore degli idrocarburi, in cui si esplicita il sistema adottato per il monitoraggio sull'efficacia di tale politica e la garanzia dell'attuazione. La politica di prevenzione degli incidenti gravi tiene conto della responsabilità primaria dell'Operatore, sia nell'ambito del controllo dei rischi di incidente grave legati alle attività svolte, sia in quello del miglioramento continuo del controllo di tali rischi in modo da assicurare un livello elevato di protezione in qualsiasi momento.

Eni si è dotata di n° 10 Politiche che abbracciano tutta la sua attività. Ai fini del D.Lgs. 145/15 le Politiche applicabili sono due:

- Politica n°1: "Le persone"
- Politica n°10: "La cultura dell'integrità nelle operations"

Esse rispondono ai requisiti del citato Decreto nei termini che vengono illustrati di seguito:

1. *Misure per costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza, con particolare riferimento alla valutazione delle risorse, agli obiettivi di impresa, alle misure per premiare comportamenti desiderati e alla frequenza e livello di dettaglio dei controlli sui processi:*

- 1.1. Adozione di principi e best practices internazionali;
- 1.2. Promozione dell'acquisizione di certificazioni di conformità a standard nazionali ed internazionali relative ai processi aziendali;
- 1.3. Assegnazione di obiettivi d'integrità e ruoli/responsabilità e modalità di controllo dei processi aziendali;

- 1.4. Responsabilizzazione delle persone con formazione specifica atta a promuovere comportamenti mirati alla cautela e alla prevenzione;
 - 1.5. Processi di prevenzione dei rischi;
 - 1.6. Attività di promozione, verso i partners, di comportamenti in linea con gli standard di integrità aziendali.
2. *Misure per mantenere standard di sicurezza e protezione ambientale come valore aziendale:*
- 2.1. Conduzione delle attività secondo accordi e standard internazionali;
 - 2.2. Gestione integrata dell'HSE secondo i principi di precauzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali;
 - 2.3. Applicazione delle più avanzate tecnologie e norme tecniche in materia di HSE;
 - 2.4. Investimento nell'innovazione per la realizzazione di processi con le migliori caratteristiche di compatibilità ambientale e tutela della sicurezza e della salute.
3. *Competenza a tutti i livelli:*
- 3.1. Eni ricerca e attrae le persone con competenze adeguate a soddisfare i fabbisogni dell'impresa attraverso una selezione trasparente basata su processi e metodologie definite, applicate uniformemente;
 - 3.2. Le competenze necessarie a mantenere le capacità competitive sono fattori strategici per il raggiungimento degli obiettivi d'impresa.
4. *Responsabilità a livello del CdA di assicurare, su base continuativa, che la MAPP (Major Accident Prevention Policy) è adeguata, attuata e operativa; a tal fine, esistono sistemi formali di comando e controllo che includono il CdA:*
- 4.1. Tutti i processi aziendali previsti nelle 10 Politiche vengono sottoposti a verifica periodica da parte di una funzione di "Internal Audit" che risponde direttamente al CdA.
 - 4.2. La "linea" del business (Chief Upstream Officer) e la "linea" delle tecnologie e dei processi (Chief Development, Operations and Technology) sono funzionalmente separate; pertanto, nell'ambito della "linea" dei processi è possibile definire un "Verificatore Esterno", indipendente dal business, in grado di applicare/valutare i migliori processi e le migliori tecnologie per dare concreta attuazione alle Politiche aziendali.

2.2. Sistema di Gestione HSE di Eni

Le modalità con cui vengono realizzate le RGR sono standardizzate e rientrano nell'ambito più ampio della legislazione mineraria che prevede la valutazione di tutti i rischi (quindi, anche quelli di incidente grave). Le strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi seguono la linea già consolidata del Sistema di Gestione HSE, che opera attraverso un ciclo di Deming (Plan, Do, Check, Act).

La determinazione e l'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti gravi viene garantita attraverso una struttura organizzativa, ruoli, responsabilità, procedure e risorse comprese nel sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente integrato nel sistema di gestione generale dell'Operatore.

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE) relativo a ciascun distretto Eni (Rif. 1,2) è sviluppato nel rispetto del Codice Etico, del Modello 231 e dell'intero Sistema Normativo di Eni, e comprende:

- Il Sistema di Gestione Salute e Sicurezza (inteso sia come sicurezza del lavoro sia come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti), sviluppato in conformità ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001, all'allegato B del D.Lgs. 105/15 "Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza", al D.Lgs. 145/15 e alla norma UNI 10617;
- Il Sistema di Gestione Ambientale, sviluppato in conformità allo standard ISO 14001.

L'intero sistema Normativo di Eni è articolato secondo 4 livelli gerarchici con 10 Policy, le Management System Guideline (MSG), Procedure e Istruzioni Operative (Operating Instructions). La MSG "hse", in particolare, contiene le linee guida per l'implementazione di un Sistema di Gestione Integrato HSE, in linea con gli standard ISO 14001 e OHSAS 18001, in Eni, nei Distretti e nelle Consociate di Eni Upstream. Esso si fonda su tutta una serie di documenti di riferimento a cui Distretti e Consociate devono adeguare il proprio Sistema HSE.

I documenti di riferimento principali di Eni Upstream per la prevenzione degli incidenti gravi sono i seguenti:

- Opi sg hse 001 ups: gestione del rischio e reporting
- Opi sg hse 005 ep: linee strategiche per la gestione delle emergenze
- Opi sg hse 007 ep: indicatori di Sicurezza di Processo. In questa opi viene fornita la definizione di "asset integrity" e di "sicurezza di processo", per indicare che quest'ultima si occupa della prevenzione dei rischi di incidente grave.

L'MSG di Eni definisce inoltre i criteri per l'identificazione e la gestione dei "Sistemi Critici per la Sicurezza" (SCS); essi sono, per definizione, tutti quei sistemi un cui mancato funzionamento o guasto possono causare un incidente grave o, in caso del verificarsi di un

incidente grave, impedirne la mitigazione delle conseguenze o addirittura contribuirvi sostanzialmente.

I principali obiettivi che la Compagnia si prefigge di realizzare sono i seguenti:

- Promuovere una cultura estesa di protezione dell'ambiente e salvaguardia della salute e sicurezza sul lavoro all'interno della Compagnia;
- Assicurare la conformità delle attività della Compagnia alle norme vigenti in tema di salute, sicurezza ed ambiente ed il miglioramento continuo delle sue prestazioni HSE;
- Predisporre e mantenere il proprio sistema di gestione in accordo agli standard maggiormente accreditati in campo internazionale.

Al fine di conseguire gli obiettivi sopracitati, la Compagnia intraprende le seguenti azioni:

- Predisporre, mantenere e migliorare il Sistema di Gestione HSE conformemente a regole, linee guida e procedure di standard internazionali quali ISO 14001 and OHSAS 18001, al fine di ottenere e mantenere la certificazione da parte di un ente di certificazione di terza parte accreditato, in ossequio ai piani ed agli obiettivi di Società;
- Promuovere il coinvolgimento del personale e la sua formazione, in modo da migliorare continuamente i traguardi di riferimento di prevenzione e protezione;

Il raggiungimento degli obiettivi HSE è una responsabilità che ricade su tutte le funzioni e distretti della Compagnia. Il supporto d'insieme ed il coordinamento viene assicurato dall'Alta Direzione, che:

- Definisce gli obiettivi HSE e la strategia d'implementazione del sistema di gestione integrato, tenuti sotto controllo tramite una regolare attività di audit.
- Analizza i risultati e propone azioni correttive, coinvolgendo direttamente distretti e siti operativi.
- Assicura che la Politica sia mantenuta aggiornata.

Per una descrizione più particolareggiata del Sistema di Gestione HSE si rimanda al Capitolo 4, nel quale tale sistema viene descritto sulla base dei requisiti imposti dal D.Lgs. 145/15 attraverso gli art. 11 e 19 precedentemente citati.

3. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE

Le linee programmatiche e di azione che scaturiscono dalle strategie descritte nel Capitolo 2, che a loro volta sono la conseguenza della valutazione del rischio, rientrano nelle logiche consolidate di tracciatura dei piani di azione, i quali raccolgono anche le osservazioni e non conformità derivanti dagli Audit Tecnici, dalle certificazioni OHSAS 18001 e dagli Audit di Process Safety, per culminare nel Riesame da parte della Direzione.

La tracciatura dei piani di azione parte dall'analisi e dall'elaborazione statistica dei dati pertinenti alla gestione, che risulta essere funzionale alla determinazione delle aree di possibile miglioramento del Sistema di Gestione HSE. La raccolta dei dati prevede l'uso di idonee fonti di informazione, tra i quali audit interni HSE e tecnici, audit esterni, esiti di verifiche di conformità, azioni preventive e correttive implementate, feedback di processo e analisi dell'andamento degli indicatori di performance (KPI).

In particolare, le verifiche di conformità a cui sono sottoposte attività e fasi, sia interne che esterne, sono utilizzate per accertare sistematicamente il rispetto di normative, procedure integrate e specialistiche, documenti ed istruzioni.

Il Referente HSE verifica periodicamente, di concerto con i Responsabili di Unità secondo competenza, il raggiungimento di obiettivi e traguardi assegnati, in sede di audit, mediante valutazioni specifiche o in occasione della preparazione delle attività di Riesame. Le registrazioni inerenti le prestazioni HSE sono tenute in considerazione in occasione del Riesame.

Allo scopo di eliminare le potenziali cause di non conformità e di situazioni indesiderabili (es. Rilievi), oppure per suggerire un miglioramento riferito a tematiche HSE da applicare ai processi interni ai singoli distretti, vengono intraprese specifiche azioni di tipo preventivo. Esse costituiscono parte integrante del programma di miglioramento e, pertanto, sono soggette a Riesame periodico da parte della Direzione.

Al fine di eliminare la causa di una non conformità rilevata o di altre situazioni indesiderate, sono invece intraprese azioni di tipo correttivo. Esse non debbono pertanto essere utilizzate per la correzione delle attività di routine ma come strumento di miglioramento dei processi.

4. REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE

Il Sistema di Gestione HSE di Eni è stato già descritto al paragrafo 2.2. Nel presente capitolo si focalizza invece l'attenzione sulle informazioni da fornire per quanto riguarda la predisposizione della documentazione relativa al sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente in accordo al D.Lgs. 145/15.

Come stabilito dal D.Lgs. 145/15, il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, da predisporre a norma dell'art. 19, commi 3 e 6, e presentare a norma dell'art.11, comma 1, lettera b), deve contenere le seguenti informazioni (in accordo all'Allegato I Paragrafo 9 del stesso Decreto):

1. struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale;
2. descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi, della loro probabilità di accadimento e delle potenziali conseguenze ad essi associate;
3. descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale nella valutazione dei rischi di incidenti gravi all'interno della RGR;
4. controllo dei grandi rischi durante le operazioni normali;
5. la gestione dei cambiamenti;
6. preparazione e risposta alle emergenze;
7. la mitigazione dei danni ambientali;
8. il monitoraggio delle prestazioni;
9. modalità di audit e riesame;
10. modalità di partecipazione a consultazioni tripartite e di attuazione degli interventi che ne scaturiscono.

Per ciascuno degli argomenti del precedente elenco viene fornita una descrizione particolareggiata come riportato nei paragrafi che seguono.

4.1. Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità

Come richiesto dall'Articolo 19 del D.Lgs. 145/15, gli operatori, nell'ambito del proprio sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente, devono fornire una descrizione delle modalità organizzative per il controllo dei rischi di incidente grave.

In accordo al D.Lgs. 624/96, per tutti gli aspetti di sicurezza le responsabilità vengono ripartite tra il Titolare, il Direttore Responsabile e il Sorvegliante. Come stabilito dallo stesso Decreto, ciò è da ritenersi valido per tutte le tipologie di rischio e, quindi, anche per i Grandi Rischi.

Il Titolare, ossia la persona giuridica che detiene il titolo minerario o l'autorizzazione alle operazioni di estrazione e produzione di idrocarburi, ha tra gli altri il compito di nominare, ai sensi del D.Lgs. 624/96, le altre due suddette figure e attestarne il possesso dei requisiti. In particolare, ha la facoltà di delegare al Direttore Responsabile da lui direttamente nominato i poteri in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica.

Il Direttore Responsabile ha il compito principale di osservare e far osservare le disposizioni normative e regolamentari in materia di salute e sicurezza dei lavoratori; in particolare, tra le sue mansioni deve:

- dichiarare di conoscere il DSS (Documento di Sicurezza e Salute), sottoscriverlo e attuare quanto in esso previsto (il compito si estende anche alla Relazione Grandi Rischi);
- redigere, prima dell'inizio dei lavori, incarichi scritti per lo svolgimento di attività pericolose, o non pericolose ma che interagendo possono dar luogo a grandi rischi;
- assicurare l'efficienza dei sistemi di allarme ottico e acustico e di comunicazione, mediante un ordine di servizio;
- provvedere a disciplinare la movimentazione, lo stoccaggio e il trasporto degli esplosivi presenti a bordo dell'installazione;
- assicurarsi dell'avvenuta ispezione e manutenzione dei sistemi di sicurezza;
- garantire l'applicazione ed il rispetto del Sistema di Gestione Integrato.

Il Sorvegliante è la persona specificatamente nominata dal Titolare, sulla base delle capacità e delle competenze professionali necessarie, per la sorveglianza dei luoghi di lavoro occupati dalle maestranze. La sua funzione consiste nell'accertare che i lavori si svolgano coerentemente con quanto prescritto dal DSS e nel rispetto delle norme di prevenzione, igiene e sicurezza, intervenendo direttamente sui lavoratori e sui preposti di eventuali imprese appaltatrici e tenendo informati dei fatti il Direttore Responsabile e/o il Titolare.

4.2. Procedura di valutazione dei rischi

Le modalità di preparazione e presentazione della documentazione richiesta ai fini dell'adempimento al D.Lgs. 145/15 sono descritte all'interno di specifiche linee guida tecniche redatte dalla Compagnia (Rif. 3). Tali linee guida forniscono indicazioni specifiche in merito all'implementazione della metodologia di valutazione dei rischi sviluppata da Eni e ad una migliore comprensione dei risultati ottenuti dall'analisi di identificazione dei pericoli (es. HAZID) e del processo di valutazione dei rischi per le persone e l'ambiente nell'ambito della preparazione della RGR ai sensi del D.Lgs. 145/15.

In particolare, le linee guida descrivono in dettaglio ogni singola fase inerente l'analisi di rischio, fornendo, laddove necessario, tutti i passaggi logici e numerici per la valutazione delle frequenze di accadimento e delle conseguenze associate agli scenari incidentali ipotizzati al fine identificare il livello di rischio complessivo atteso sia per le persone che per l'ambiente.

La procedura di valutazione dei rischi descritta dalle suddette linee guida si compone delle seguenti fasi:

- I. Identificazione dei pericoli: con riferimento ad una particolare installazione, tale fase si svolge attraverso un'identificazione sistematica dei pericoli utilizzando la tecnica HAZID (Hazard Identification). In base ai risultati ottenuti dall'HAZID è possibile quindi identificare un set di pericoli ritenuti rappresentativi dell'installazione in oggetto, i quali dovranno poi essere valutati in dettaglio attraverso l'analisi dei Grandi Rischi.
- II. Valutazione delle frequenze: per ciascuno dei grandi rischi identificati per l'installazione in oggetto la valutazione delle frequenze di accadimento dei conseguenti scenari incidentali ipotizzati (es. getto incendiato, flash fire, esplosione, etc.) viene effettuata utilizzando la tecnica denominata "Bow-Tie".
- III. Valutazione delle conseguenze: per ciascuno degli scenari incidentali di cui al punto precedente viene condotta una valutazione delle conseguenze finalizzata alla determinazione dell'estensione delle aree di impatto e alla stima della classe di gravità associata.
- IV. Valutazione del rischio: si calcola il livello di rischio per ciascuno degli scenari incidentali combinando la frequenza di accadimento e la classe di gravità associate e

se ne valuta l'accettabilità mediante confronto con le soglie riportate sulla Matrice di Accettabilità del Rischio (Figura 4-1) adottata nello studio.

Conseguenze					Frequenza crescente					
GRAVITA'	Persone	Ambiente	Impianti	Reputazione	0	A	B	C	D	E
					<10-6 occ/anno	10-6 to 10-4 occ/anno	10-4 to 10-3 occ/anno	10-3 to 10-2 occ/anno	10-2 to 10-1 occ/anno	>10-1 occ/anno
1	Danno lieve/ infortunio lieve	Fino a 3 comparti a bassa significatività	Danno lieve	Minore impatto a livello locale	Area di miglioramento continuo					
2	Danno minore/ infortunio < 30 gg	2 comparti a bassa o 1 a media significatività	Danno minore	Perdita reversibile di reputazione	Considerazioni ALARP possono essere richieste					
3	Danno grave/ infortunio > 30 gg	2 comparti a media o 1 ad alta significatività	Danno ad una unità di impianto	Danno alla reputazione a livello regionale	Considerazioni ALARP obbligatorie					
4	Disabilità permanente/ decesso	2 comparti ad alta o 1 a molto alta significatività	Danno a più unità d'impianto	Danno al business a livello regionale						
5	Decessi multipli	3 comparti ad alta o 2 a molto alta significatività	Danno a tutte le vie di fuga e ai punti di raduno	Potenziale perdita del diritto di operare						

Colore	Tipologia	Descrizione	Azioni/interventi richiesti in ambito Grandi Rischi
	Rischio ampiamente accettabile	Area di miglioramento continuo, in cui il livello di rischio è ampiamente accettabile e richiede solo generiche misure di controllo volte ad evitare che si deteriori nel tempo	Nessuno
	Rischio accettabile	Il livello di rischio è accettabile con possibilità di misure di miglioramento.	Se l'analisi lo evidenzia, è possibile identificare eventuali misure di miglioramento rispetto a quanto adottato. Queste potranno essere valutate mediante una trattazione ALARP.
	Rischio accettabile in area ALARP	Il livello di rischio nella regione ALARP risulta accettabile ed è prevista una valutazione di misure di mitigazione aggiuntive (da individuarsi nel contesto di una valutazione che consideri i benefici ottenibili).	Per i rischi che ricadono in questa regione è prevista una trattazione di tipo ALARP. La valutazione, in funzione delle misure da analizzare, può essere di tipo qualitativa e quantitativa.
	Rischio non Accettabile	Il livello di rischio non è accettabile	Richieste misure di controllo dei rischi in grado di riportare il livello di rischio all'interno delle precedenti regioni.

Figura 4-1 – Matrice di Accettabilità dei Rischi per le Persone, l'Ambiente, gli Impianti e la Reputazione

Sempre in accordo alle sopra citate linee guida, il processo di valutazione del rischio può essere attuato attraverso uno dei seguenti approcci:

- ✓ *Qualitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze vengono stimate in termini di “livelli” sulla base del giudizio tecnico di esperti;
- ✓ *Semi-quantitativo*, in cui sia le frequenze che le classi di gravità delle conseguenze sono approssimativamente stimate mediante intervalli di valori;
- ✓ *Quantitativo*, in cui si effettuano valutazioni numeriche sulla base di dati statistici e modelli probabilistici derivanti dall'esperienza operativa di settore.

4.3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi

In accordo al D.Lgs. 145/15 si definisce “incidente ambientale grave” un incidente che provoca, o rischia verosimilmente di provocare, un significativo danno ambientale, quale il deterioramento delle acque marine (acque, fondali, e sottosuolo), delle zone costiere e di aree, habitat e specie protette dalle normative nazionali e comunitarie.

Con riferimento all'impatto sull'ambiente, si precisa che la tematica relativa agli incidenti di tipo ambientale è da considerarsi comunque subordinata alla sicurezza delle persone.

La valutazione dell'impatto ambientale viene svolta in accordo a linee guida tecniche redatte dalla Compagnia (Rif. 3). Le procedure di valutazione sono state comunque formalizzate anche all'interno delle Linee Guida per la redazione della Relazione Grandi Rischi (Rif. 4), suggerite dal Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare.

Come descritto all'interno delle linee guida di Eni, la valutazione delle conseguenze sull'ambiente viene effettuata con riferimento al più severo scenario di rilascio in relazione alla natura del fluido sversato e all'entità dello sversamento.

La valutazione delle conseguenze a seguito di uno sversamento in mare è comunque fortemente dipendente dal campo meteo-marino in cui tale evento si verifica. L'analisi pertanto è stata condotta per step successivi di seguito identificati (vedere schema in Figura 4-2):

1. Screening di tutti i processi e le sostanze presenti sull'installazione che possono portare, in caso di evento incidentale, ad un potenziale impatto ambientale;
2. Definizione dello scenario incidentale ambientale rappresentativo per l'intera installazione;
3. Definizione di macro-comparti per la valutazione delle conseguenze:

- a. Macro-Comparto Costa:
 - i. Massa di idrocarburo spiaggiata >1 t in celle $10\text{ km} \times 10\text{ km}$ (Rif. 5);
- b. Macro-Comparto Mare:
 - i. Concentrazione di idrocarburo in colonna d'acqua $> 0.5\text{ mg/l}$ (tale valore, precedentemente stabilito dal DPR 470/82 e smi, decreto ora abrogato per effetto del D.Lgs 116/2008, in assenza di uno specifico riferimento normativo, è considerato il valore limite di riferimento anche da parte di alcuni enti territoriali di controllo, es. ARPAT Toscana);
 - ii. Spessore del film superficiale di idrocarburo $> 0.04\text{ }\mu\text{m}$ (Spessore limite inferiore di visibilità), Rif. 6;
4. Modellazione dello scenario di rilascio in mare con apposito codice di calcolo (OSCAR Rif. 7), attraverso un approccio di tipo stocastico: lo scenario di riferimento (es. sversamento di gasolio) viene simulato considerando che si verifichi in momenti diversi all'interno di un periodo temporale statisticamente rappresentativo (9 anni) per il quale si dispone del campo meteomarinico;
5. Per ciascun quadro incidentale, definito come lo scenario incidentale in una precisa condizione meteomarina, è valutato l'impatto sui macrocomparti in base ai criteri suddetti. Ciò consente l'identificazione dei quadri incidentali che saranno utilizzati per lo sviluppo dell'analisi in quanto maggiormente gravosi:
 - a. MARE SUPERFICIE: massima estensione di superficie coinvolta dal film superficiale di idrocarburo;
 - b. MARE COLONNA: massima estensione di superficie con concentrazione di idrocarburo in colonna superiore al limite di riferimento;
 - c. COSTA: massima estensione di costa interessata dall'idrocarburo spiaggiato;
6. Modellazione dei quadri incidentali di riferimento con il software OSCAR, utilizzando il modello deterministico per la definizione puntuale e variabile nel tempo dell'evoluzione della dispersione;
7. Valutazione in dettaglio delle conseguenze dei tre quadri incidentali in termini di aree impattate e costa coinvolta;
8. Valutazione del danno sui target specifici, ovvero sui tre seguenti comparti ambientali (potenziali recettori) identificati: comparto "Aree, habitat e specie protette", comparto "Socio-economico-culturale" e comparto "Costa e ambiente marino costiero";
9. Assegnazione della classe di Gravità dei quadri incidentali di riferimento in base alla Matrice di Accettabilità del Rischio attraverso la definizione della significatività del danno su ciascun comparto.

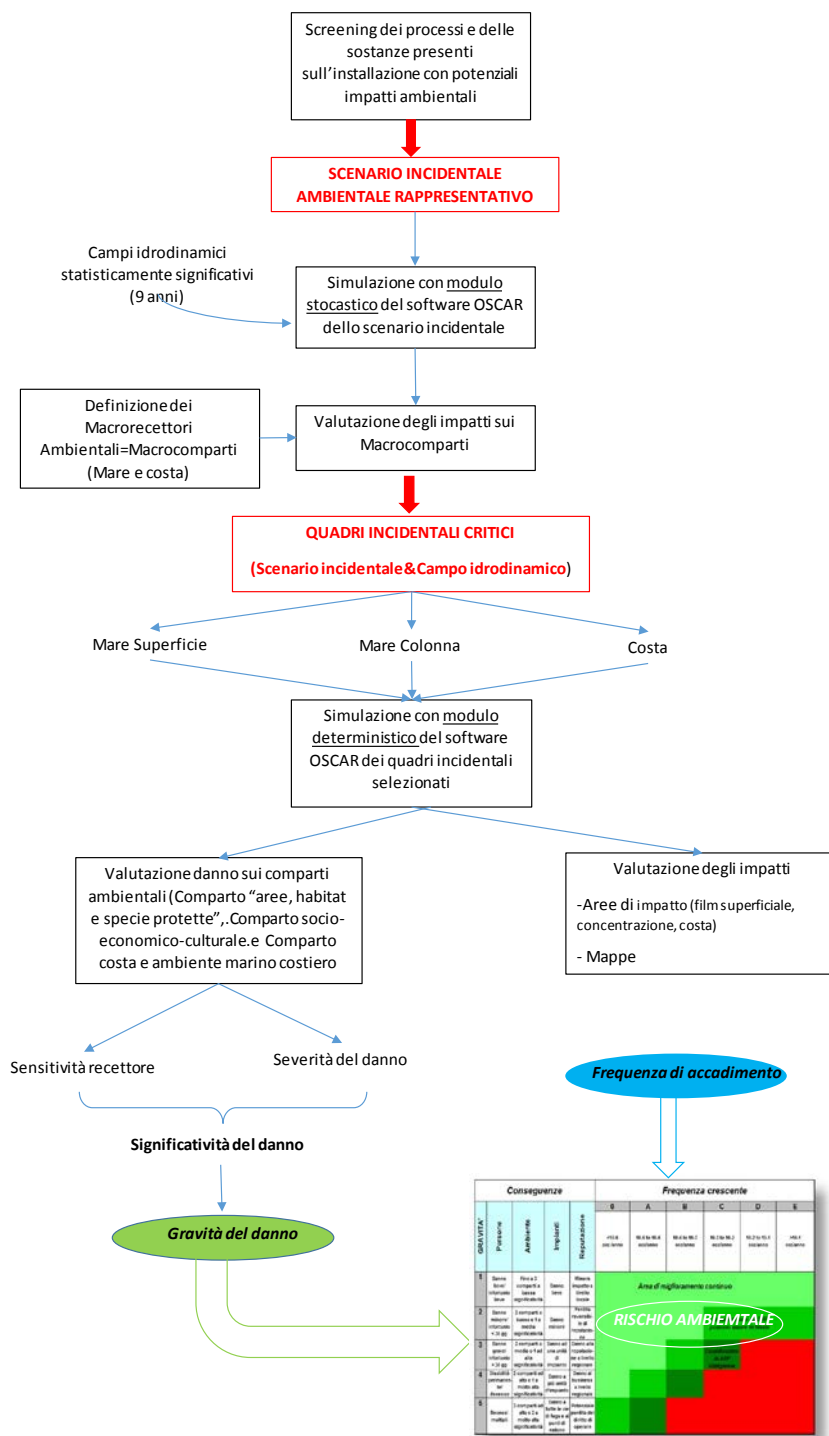


Figura 4-2 – Schema metodologico per l’analisi di rischio ambientale

4.4. Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni

Durante le normali operazioni sulle installazioni (es. normale produzione, movimentazione dei carichi, approccio mezzi navali autorizzati, appontaggio elicotteri, etc.), sono previsti specifici controlli (o barriere) sia di tipo preventivo sia di tipo mitigativo (o protettivo) dei grandi rischi.

Tra i controlli di tipo preventivo si annoverano gli Ordini di servizio (OdS) da parte del Direttore Responsabile, i permessi di lavoro, le procedure per la gestione e il controllo di specifiche attività, la corretta progettazione degli impianti, la manutenzione e le ispezioni programmate delle apparecchiature e dei macchinari (es. gru di bordo) e il monitoraggio dei parametri operativi (es. pressione, temperatura, etc.), nonché la formazione e l'addestramento del personale operativo preposto allo svolgimento delle specifiche attività. A questi si aggiungono i sistemi di protezione delle apparecchiature in pressione (es. PSVs) e i sistemi di aiuto alla navigazione (NAVAIDS), entrambi costituenti barriere di tipo impiantistico. Tali barriere hanno come obiettivo quello di prevenire il rischio di incidenti gravi, quali il rilascio di idrocarburi in pressione, la collisione con mezzi navali ed elicotteri, cedimenti strutturali critici e caduta oggetti durante la movimentazione dei carichi.

I controlli di tipo mitigativo, aventi il compito di limitare gli effetti associati alle conseguenze derivanti dall'accadimento di un incidente grave, sono generalmente affidati a sistemi e/o impianti meccanici ad attivazione sia manuale che automatica, ai quali si aggiungono l'intervento delle Squadre di Emergenza, i sistemi di contenimento e di drenaggio o antinquinamento in caso di spill a mare, nonché i mezzi di sicurezza e salvataggio per le persone (es. scialuppe, zattere, salvagenti, giubbotti, DPI, etc.). Tra i sistemi automatici si annoverano quelli di rilevazione gas e incendio, il sistema di blocco di emergenza (ESD System), il sistema di depressurizzazione di emergenza, i sistemi antincendio a gas inerte e CO₂ e i sistemi di comunicazione di emergenza (es. PA/GA System).

Nella tecnica Bow-Tie utilizzata per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali i suddetti controlli vengono quantificati attraverso metodologie standard internazionali comunemente impiegate dalle principali compagnie nel settore dell'industria petrolifera.

Per l'analisi dei Grandi Rischi relativi alle installazioni offshore Eni, in particolare, è stata utilizzata una metodologia di analisi denominata SPAR-H (Standardized Plant Analysis Risk - Human Reliability Analysis) (Rif. 8,9). L'applicazione di questa metodologia ha permesso di calcolare per l'efficacia di ciascuna delle barriere coinvolte un valore corrispondente al Rateo di Guasto della barriera, chiamato anche "Integrità della Barriera"; tale valore è compreso tra 0.1 (barriera totalmente efficace) e 1 (barriera totalmente inefficace). Per le barriere di tipo protettivo, l'integrità della barriera può essere rappresentata anche da un valore inferiore a 0.1, legato principalmente alla considerazione di elementi relativi all'affidabilità tecnico-impiantistica delle apparecchiature costituenti la barriera stessa.

Per ciascuna delle barriere di tipo meccanico-impiantistico vengono identificati specifici elementi considerati critici per la sicurezza e/o per l'ambiente (SECE), già descritti al paragrafo

2.2; i criteri relativi all'identificazione e alla gestione di tali elementi critici sono definiti in accordo ad una specifica linea guida tecnica sviluppata dalla Compagnia e interna al sistema di gestione (Rif. 10).

La lista dei SECE è stata prodotta per tutte le installazioni offshore di Eni. Per ogni SECE identificato viene sviluppata una specifica scheda di verifica la cui struttura prevede l'applicazione della metodologia FARSI (in italiano FADSI - Funzionalità, Affidabilità, Disponibilità, Sopravvivenza, Indipendenza), mediante la quale si valutano aspetti legati rispettivamente alle specifiche funzionali degli elementi (F), ai programmi di manutenzione (A), ai programmi di test periodici (D), alla capacità di mantenere attiva la risposta richiesta (intervento) anche in caso di incidente, guasto o modifica impiantistica (S) nonché alla verifica dell'indipendenza di questa risposta dal funzionamento di altre barriere (I).

Le schede di verifica dei SECE vengono prodotte direttamente da Eni e successivamente sottoposte all'Ente di Verifica selezionato (RINA). Obiettivo principale dell'attività di verifica è mettere in atto un processo che assicuri che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente siano tali da fornire le necessarie performance, qualora richieste. Evidenza dell'esito della verifica con inclusa una descrizione della metodologia utilizzata per la verifica, dei mezzi di verifica e delle raccomandazioni emerse a valle di tale verifica viene riportata in un documento dedicato prodotto dall'Ente di Verifica incaricato ai sensi dell'Articolo 11 del D.Lgs. 145/15 ed allegato alla RGR di impianto.

4.5. Gestione delle modifiche

Per modifica si intende un intervento che comporta una nuova installazione o parte di essa, temporanea o permanente, che in qualsiasi modo altera il lay-out esistente, ovvero varia l'ordine delle operazioni, ovvero introduce nuove sostanze e/o miscele in acquisto o di nuova fabbricazione o ne varia l'hold up, ovvero introduce nuovi componenti (apparecchiature, valvole, tubazioni, macchine, filtri, sfianti, spurghi, strumenti, ecc.) di impianti, infrastrutture, processi produttivi, sistemi di sicurezza, software di controllo di processo.

Ciascuno dei distretti Eni (DICS e DIME) ha, all'interno del proprio Sistema di Gestione, una procedura di Management of Change (MoC), che ha lo scopo di descrivere i criteri di gestione HSE adottati nella progettazione e nelle modifiche impiantistiche e di processo ed in situazioni d'emergenza, al fine di garantire il rispetto degli impegni assunti nella Politica HSE, l'incolumità pubblica, la protezione della salute e sicurezza dei lavoratori nonché dell'ambiente.

Distretto Centro-Settentrionale (DICS)

A scopo esemplificativo, si riporta per il DICS la gestione delle modifiche relative a due particolari ambiti: Produzione e Ambiente (Rif. 11).

Per quanto riguarda la produzione, la gestione HSE nei progetti che ricadono in è regolamentata attraverso la procedura "msg-ope-eni spa r01 – Operations" che prevede

l'elaborazione di studi, analisi, valutazioni e documenti di pianificazione HSE e la gestione di tutti gli adempimenti legislativi richiesti (es. autorizzazione, etc.).

Con riferimento invece al rischio ambientale, per quanto riguarda i nuovi progetti/realizzazioni, vengono preventivamente individuati gli eventuali effetti sull'ambiente attraverso una Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), in ottemperanza alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. In occasione di tale valutazione, e secondo quanto indicato dall'articolo 4 del D.Lgs 152/06, DICS effettua anche una valutazione degli eventuali impatti sulla salute della popolazione e, nel caso risultasse necessario, redige un Documento specifico. Per un approfondimento di questa valutazione si rimanda alla pro hse 006 eni spa r01 "Valutazione di Impatto Sanitario (VIS) delle attività industriali". Inoltre DICS, nell'ambito della VIA, esegue una valutazione degli impatti del progetto con lo scopo di "provvedere al mantenimento delle specie e conservare la capacità di riproduzione dell'ecosistema" (art 4, comma 4, lettera b).

Distretto Meridionale

La procedura di MoC relativa a tale distretto (Rif. 12) riporta in dettaglio le modalità per gestire una modifica ed in particolar modo regola le seguenti fasi:

- Individuazione/Richiesta;
- Analisi;
- Approvazione;
- Progettazione/Realizzazione;
- Messa in esercizio;
- Ripristino.

Al fine di permettere la rintracciabilità di tutti i passaggi previsti nella procedura è presente il Registro delle Modifiche, del quale risulta sempre presente la versione aggiornata consultabile nella rete aziendale.

La procedura contiene inoltre l'Iter Autorizzativo per ogni tipologia di modifiche, che possono classificarsi come "semplici", "media" e "complesse".

La procedura di MoC stabilisce, tra l'altro, un processo di gestione del rischio connesso all'introduzione di una modifica mediante:

- o identificazione preliminare dei pericoli e degli effetti;
- o determinazione del rischio ed sua valutazione;
- o identificazione delle misure mitigative del rischio;
- o verifica del recepimento delle misure mitigative del rischio.

4.6. Gestione delle emergenze

La risposta alle emergenze rappresenta una delle barriere mitigative nel caso in cui si presenti un qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo e che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali.

Al fine di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari ad organizzare efficacemente e il più velocemente possibile l'intervento appropriato, Eni ha sviluppato una serie di documenti contenenti le procedure relative alla strategia e ai piani di risposta alle emergenze. Tali documenti, redatti in maniera indipendente dai diversi distretti (DICS e DIME), sono applicabili, in caso di emergenza, a tutte le attività svolte dalla Compagnia sugli impianti offshore e sono di seguito riassunti:

- *Strategia per la risposta alle emergenze;*
- *Piano generale di emergenza;*
- *Piano di Emergenza Ambientale Offshore;*
- *Piano di Emergenza Sanitaria;*
- *Esercitazioni di Emergenza HSE.*

Obiettivo primario è fornire al personale le indicazioni operative per la gestione delle emergenze, tra cui quelle ambientali offshore, che consentano di ridurre al minimo gli eventuali rischi, limitare l'impatto sull'ambiente e sulla collettività.

4.6.1. Definizione dei piani di emergenza

Il Piano di emergenza generale viene sviluppato considerando i seguenti scenari incidentali, applicabili nel contesto del D.Lgs. 145/15:

- Problemi di controllo eruzione pozzi;
- Incendio/esplosione;
- Rilascio miscela esplosiva;
- Danno/collasso strutturale;
- Incidente navale;
- Incidente elicottero;
- Inquinamento delle acque;
- Incidente a sommozzatori;
- Uomo a mare;

- Infortunio/malore;
- Terremoto;
- Inondazione;
- Incursione nell'impianto da parte di personale non autorizzato.

Indipendentemente dall'elenco sopra riportato, da considerarsi esemplificativo e non esaustivo, il Piano generale di emergenza consente di gestire qualunque tipo di emergenza e lo stato di crisi e di fronteggiare qualsiasi situazione che presenta un rischio immediato di incidente grave come definito dal D.Lgs.145/15.

Periodicamente sono previste simulazioni di scenari relativi a situazioni di emergenza al fine di testare l'intervento delle persone e dei mezzi preposti a far fronte alla situazione di emergenza venutasi a creare.

4.6.2. Filosofia generale di gestione dell'emergenza

In funzione della gravità e del grado di coinvolgimento dell'organizzazione aziendale, vengono definiti tre diversi LIVELLI di emergenza e la crisi, come di seguito descritto.

I flussi operativi per la gestione dell'emergenza, in funzione dei diversi livelli di emergenza considerati, sono indicati in Figura 4-3.

Per ciascuna installazione, in caso di emergenza di livello superiore al 1°, la classificazione delle emergenze viene effettuata dopo consultazione tra l'Emergency Response Manager (ERM), l'Emergency Response Coordinator (ERC) e RIT (Sede Eni di San Donato Milanese). I criteri di riferimento per la classificazione delle emergenze legate al rilascio di idrocarburi sono riportati all'interno dei piani di emergenza ambientale offshore.

Emergenza di 1° livello

È un'emergenza gestibile a livello di Sito dal personale e con i mezzi in dotazione.

Non ha impatto sull'esterno.

La gestione dell'emergenza è del Referente del Sito (OIM), secondo le modalità indicate nel Piano di Emergenza Interno / Ruolo di Emergenza del singolo Sito.

Tra le emergenze classificabili di 1° livello si riportano:

- "kick" di un pozzo su cui opera solo il personale dell'impianto di perforazione mentre il personale non indispensabile viene fatto evacuare;
- spill o incendio che possono essere controllati utilizzando gli equipaggiamenti disponibili nel sito.

Emergenza di 2° livello

È un'emergenza gestibile dal personale con i mezzi in dotazione al Sito, con il supporto dell'Emergency Response Team relativo al distretto di competenza e l'assistenza di contrattisti (ad esempio, il Servizio Antinquinamento Marino) e di Autorità e Amministrazioni pubbliche a livello locale e regionale (ad esempio, Vigili del Fuoco, Capitaneria di Porto).

Ha potenziale impatto sull'esterno.

La gestione dell'emergenza e il coordinamento sono a carico del Responsabile del distretto di competenza (ERM). Per questo livello di emergenza l'ERM informa l'Emergency Response Coordinator (ERC) presso la Sede di San Donato.

Tra le emergenze classificabili di 2° livello si riportano:

- emergenza pozzo con condizioni tali da richiedere l'intervento di un Trouble Shooting Team (Team dedicato);
- rilascio di chemical, additivi e/o sostanze pericolose;
- perdite da sealine;
- potenziale perdita di stabilità delle strutture;
- esplosioni o incendi non gravi ma che richiedono l'intervento di contrattisti specializzati gestiti dal distretto di competenza (es. Supply Vessel) o di enti esterni (es. Vigili del Fuoco);
- spill che eccede la capacità di risposta del sito e necessita il supporto di contrattisti specializzati gestiti dal distretto di competenza (es. Pronto intervento ecologico);

Emergenza di 3° livello

È un'emergenza gestibile dal personale e con i mezzi in dotazione al Sito, con il supporto dell'Emergency Response Team del distretto di competenza e con l'assistenza di contrattisti (ad esempio, il Servizio Antinquinamento Marino), Autorità e Amministrazioni Pubbliche a livello locale, regionale e centrale ed eventualmente di altri distretti/consociate.

Ha impatto sull'esterno.

La gestione dell'emergenza ovvero il coordinamento è del Responsabile del distretto di competenza (ERM). Per questo livello di emergenza l'ERM attiva l'ERC (presso la Sede di San Donato).

In caso di emergenza medica di 3° livello, l'ERM può informare o attivare direttamente l'unità Salute (SAL/UP) presso la sede di San Donato Milanese.

Tra le emergenze classificabili di 3° livello si riportano:

- emergenza in pozzo con eruzione incontrollata;
- esplosioni o incendi gravi con impatto sull'esterno;
- collasso strutturale;
- perdita di mezzo navale o elicottero;
- perdita di vite umane (anche presunte);
- infortunio/malore, che coinvolga più persone e/o necessiti di mezzi (ambulanza, elicottero) per il trasporto presso unità sanitarie (indicativamente emergenze classificate con il Codice Rosso dall'Unità Operativa del 118);
- ingente spill dove è necessario il supporto e l'intervento di Contrattisti specializzati non gestiti localmente, a causa delle possibili ripercussioni a livello nazionale (ad esempio, richiesta a MATTM per utilizzo mezzi antinquinamento).

Crisi

Evento la cui risoluzione può prolungarsi nel tempo e che ha la potenzialità di determinare gravi ripercussioni sull'integrità dell'azienda, sia a livello nazionale, sia internazionale, nonché compromettere l'immagine e la reputazione di Eni sui mercati internazionali. La crisi viene dichiarata dai vertici aziendali che predispongono adeguate strutture (comitato di crisi) per la gestione ad hoc della stessa, individuando le risorse appropriate tra i primi riporti aziendali o figure specialistiche.

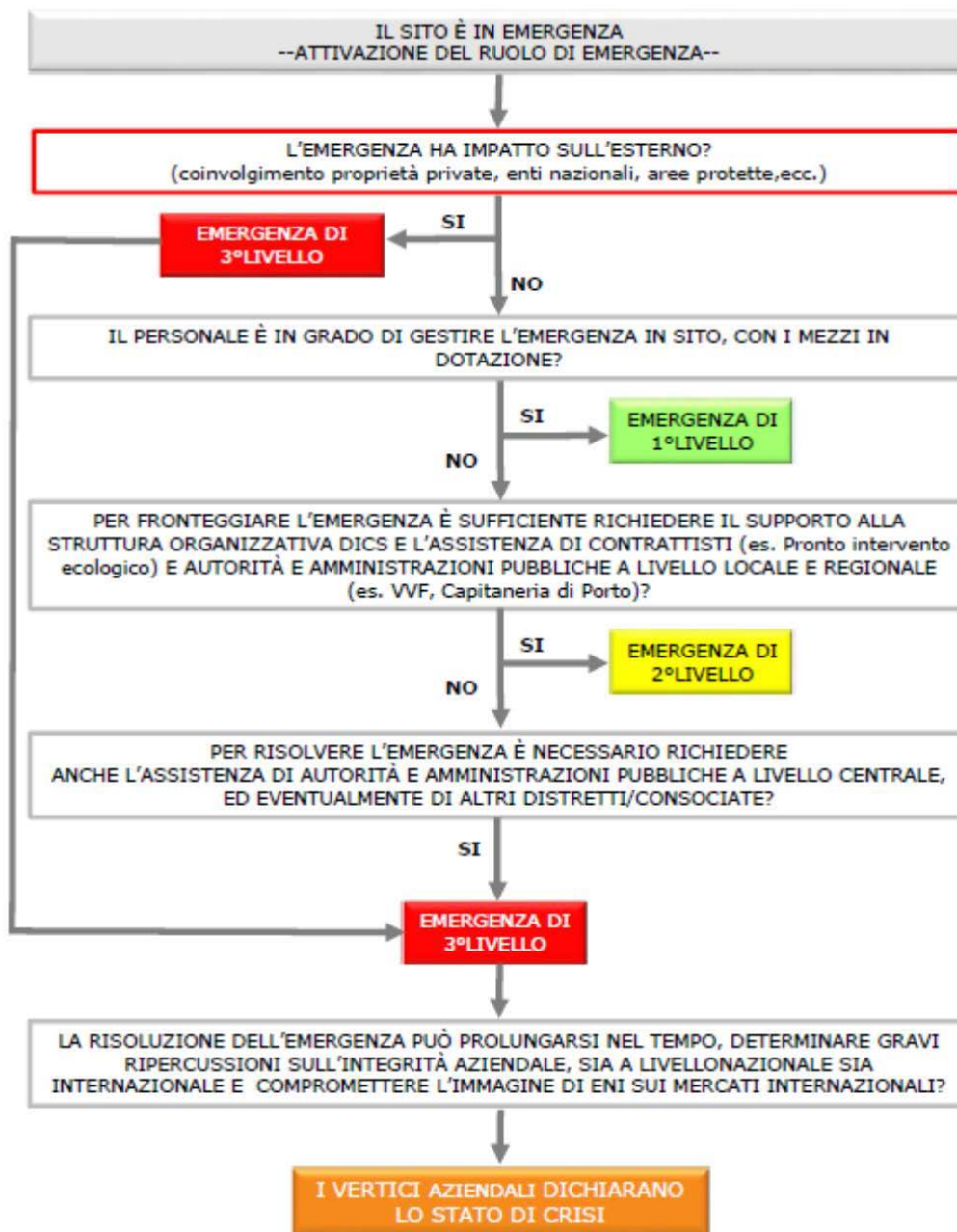


Figura 4-3 – Diagramma di flusso sui livelli di emergenza

4.6.3. Fuga ed evacuazione di emergenza

Su tutti gli impianti offshore di Eni è previsto un sistema organizzato di vie di uscita per il deflusso rapido ed ordinato verso le aree di abbandono. Ogni area è stata dotata di almeno due vie di fuga in grado di condurre il personale in “aree sicure”.

Al fine di consentire l'abbandono repentino dell'installazione e l'allontanamento dalla stessa nei casi di emergenza, sono disponibili specifici mezzi di evacuazione e salvataggio per le persone.

Con riferimento alle installazioni non presidabili, dal momento che il personale sarà presente a bordo solo per la normale attività di manutenzione, da effettuarsi comunque nelle ore diurne, un mezzo navale rimane ormeggiato all'imbarcadero durante tutta la permanenza del personale a bordo.

A livello generale, tutto il personale che accede agli impianti viene istruito, mediante il "Briefing di Sicurezza", sul comportamento da adottare durante la loro permanenza. Inoltre viene indicato dove è disposto il "punto di raccolta" a cui si devono portare nel caso venisse udita la sirena di emergenza. In caso di comunicazione di abbandono dell'installazione, il personale presente a bordo deve sospendere immediatamente il lavoro in corso mettendo in sicurezza le proprie attrezzature e dirigersi immediatamente al punto di raccolta indossando il giubbotto salvagente.

Il responsabile dell'installazione (OIM) ha il compito di dirigere le operazioni di abbandono in sicurezza dell'installazione, valutando opportunamente lo stato degli impianti e delle condizioni meteomarine.

4.7. Mitigazione dei danni ambientali

I piani di emergenza, descritti al paragrafo 4.6, descrivono in modo completo i ruoli specifici attribuiti alle varie figure professionali che possono essere coinvolte nella gestione dell'emergenza. In particolare, nel *Piano di Emergenza Ambientale Offshore* relativo a ciascun distretto si riportano le figure direttamente coinvolte in una emergenza ambientale offshore.

Le attività operative in campo per la gestione dell'emergenza ambientale sono assicurate dalla Squadra di Emergenza diretta dal *Coordinatore dell'Emergenza*, come indicato nel "Ruolo di Emergenza" allegato al DSSC del Luogo di Lavoro.

Al momento della rilevazione di un eventuale sversamento in mare di sostanze pericolose, il Referente di Sito (OIM) attiva la Capitaneria di Porto (come richiesto dalla normativa vigente) secondo le modalità previste dal Piano di Emergenza Generale del distretto di competenza. Successivamente, il Referente di Sito procede all'attivazione del ruolo di emergenza. Da questo momento la gestione delle comunicazioni e delle azioni da intraprendere fa riferimento a quanto previsto nel Piano di Emergenza Generale del distretto interessato.

In linea generale, come da Piano di Emergenza Ambientale Offshore, in caso di spill a mare le principali azioni di risposta che possono essere intraprese sono le seguenti:

1. Monitorare e valutare;
2. Favorire la naturale evaporazione delle sostanze sversate;

3. Contenimento e recupero in acqua;
4. Utilizzo di disperdente;
5. Protezione della costa e delle aree sensibili;
6. Pulizia della costa.

In ottemperanza a quanto previsto dalla normativa – DM 23/01/17 “Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi d’appoggio” – i distretti hanno attrezzato le basi operative portuali a terra con le dotazioni anti-inquinamento necessarie ad assicurare un immediato ed efficace intervento.

Per i dettagli relativi ai sistemi anti-inquinamento in dotazione alle basi dei distretti DICS e DIME, si rimanda al Piano di Emergenza Ambientale Offshore specifico di ciascun distretto.

4.8. Monitoraggio delle prestazioni

Il monitoraggio delle prestazioni è insito nello stesso modello di Bow-Tie utilizzato per la valutazione delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali associati ai Grandi Rischi, dal momento che al suo interno sono riportati tutti i controlli sia preventivi che mitigativi specifici di un determinato evento incidentale (es. perdita di contenimento di un apparecchiatura in pressione, caduta oggetti, collisione elicotteri e mezzi navali, etc.) a ciascuno dei quali viene associato un valore rappresentativo dell’efficacia (o Integrità) del controllo (o barriera), come descritto al paragrafo 4.4.

Le prestazioni delle barriere, sia dei SECE che di quelle di tipo umano, risultano codificate a fini di monitoraggio.

In particolare, le attività di manutenzione di tutte le attrezzature, impianti ed apparecchiature sia on-shore che off-shore di DICS e DIME sono regolate mediante una procedura aziendale propria per ciascun distretto e sono gestite dall’Operations e dall’unità di Manutenzione Operativa.

I servizi di manutenzione sono supportati da un Sistema Informativo di Manutenzione (SIM) attraverso il programma SAP PM, che ha lo scopo di:

- supportare la gestione degli interventi manutentivi e l’esecuzione dei lavori in conformità alle specifiche manutentive definite dall’Ingegneria di Manutenzione;
- ottenere tracciabilità delle informazioni (anagrafiche, piani, risultati dei controlli, verifiche, manutenzioni) quale strumento di “registrazione” per la gestione dell’attività di manutenzione prevista per legge (D.Lgs. 81/08, D.Lgs. 624/96, DM 10/03/98, D.Lgs. 152/06);

- gestire le risorse ed il calendario degli interventi;
- gestire i materiali e ottimizzare scorte dei ricambi e della componentistica;
- misurare e migliorare il livello di efficienza raggiunto.

All'interno del SIM sono definiti i criteri di classificazione e codifica che permettono di rintracciare le attività di manutenzione aventi impatti HSE.

Gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE) individuati nell'analisi di rischio e riportati nelle schede di verifica sottoposte al controllo di adeguatezza dell'Ente di Verifica selezionato (RINA) sono stati identificati nel SIM con il codice "K" posto nel campo apposito denominato "codice ABC". Gli elementi critici sono inoltre sottoposti a piani di manutenzione preventiva dedicati per i quali è assegnata una priorità di intervento rispetto agli altri componenti dell'impianto. Mediante il codice K è possibile rintracciare agevolmente gli ordini di manutenzione associati agli item critici per la pianificazione degli interventi, l'analisi degli stessi e le attività di reporting.

Il monitoraggio delle attività di manutenzione preventiva dei SECE viene esplicitato attraverso indicatori di prestazione (KPI).

A titolo esemplificativo, si riporta in Figura 4-4 il dashboard di Process Safety utilizzato regolarmente dal DICS per le attività di monitoraggio (aggiornato a Maggio 2018).



	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Production [hr]												
Drilling [hr]	255291	241386	262735	246998	246998							
Overall Worked Hours [hr]	80532	69294	75471	95106	95106							
Worked Hours by INDACO	335823	310880	338226	342104	342104							
Production cumulative [hr]	255291	506677	769412	1016410	1263408	1510396	1757394	2004392	2251390	2498388	2745386	2992384
Overall cumulative [hr]	80532	149826	225297	320403	415509	510615	605721	700827	795933	891039	986145	1081251
	335823	646703	984929	1327033	1669137	2011241	2353345	2695449	3037553	3379657	3721761	4063865
Number of TIER 1 events	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIER 1 INDACO Flash Numbers												
Number of TIER 2 events	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIER 2 INDACO Flash Numbers												
Number of TIER 3.1 events	0	0	0	0	0	1						
TIER 3.1 INDACO Flash Numbers						73364						
INDACO Flash Number	The unique identification number with which the event is saved on INDACO. If there are multiple events, separate the flash numbers with a comma.											
TIER 1 events cumulative	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
TIER 2 events cumulative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIER 3.1 events cumulative	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
Process Safety Rate TIER 1	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
Process Safety Rate TIER 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Process Safety Rate TIER 3.1	0	0	0	0	0	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6
Tier 3.2: Number of ESD of facility	4	5	4	1	3							
Tier 3.3: Number of PSD of facility	4	8	2	4	6							
TIER 3.2 cumulative	4	9	13	14	17	17	17	17	17	17	17	17
TIER 3.3 cumulative	4	12	14	18	24	24	24	24	24	24	24	24
Process Safety Rate Tier 3.2	15.67	18.12	17.12	13.91	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56	13.56
Process Safety Rate Tier 3.3	15.67	16.16	18.43	17.88	17.88	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15	19.15
Tier 3.4: Number of SECC overrides (<7 s/s)	0	1	1	0	0							
Tier 3.5: Number of SECC overrides (>7 s/s)	1	0	0	0	0	1						
ECO executed [hr]												
IPM executed [hr]												
WO PM, SCE released - current month												
WO PM, SCE released - current month												
WO PM, SCE released - January	Please, take into account of the previous year PM. Lacklog on SCDs.											
ECO executed [hr] - cumulative	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
IPM executed [hr] - cumulative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tier 4.1 & 4.2	Please note that Tier 4.1 & 4.2 values shall be aligned to GI & GS MAIN KPIs. Communicated to Milan HQ for the MAIN Monthly Reports.											
Tier 4.1 [%]	@Jan	@Feb	@Mar	@Apr	@May	@Jun	@Jul	@Aug	@Sep	@Oct	@Nov	@Dec
Tier 4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4-4 – Esempio di dashboard di Process Safety

4.9. Attività di audit e riesame

Come precedentemente accennato nel Capitolo 3, allo scopo di mantenere il Sistema di Gestione HSE sotto controllo e di valutare in modo continuativo la sua efficienza (attuazione delle policy Eni e conseguimento degli obiettivi HSE), sono pianificate verifiche interne di conformità HSE (audit), eseguite da personale opportunamente addestrato, indipendente da quello avente diretta responsabilità delle attività sottoposte a verifica.

Durante tali audit è verificata inoltre la corretta applicazione circa gli elementi costituenti la Sicurezza di Processo (Process Safety). La Sicurezza di Processo si intende come un insieme di competenza tecniche e gestionali centrate sulla prevenzione degli incidenti significativi, attraverso l'identificazione proattiva, la valutazione e la mitigazione degli eventi che potrebbero risultare da malfunzionamenti di processo, di apparecchiature o da inadeguatezza degli strumenti normativi; è il risultato quindi di una corretta gestione degli asset durante il loro ciclo di vita. La gestione della Sicurezza di Processo ha dunque come obiettivo la prevenzione e la mitigazione delle situazioni di rischio a persone, ambiente, comunità circostanti e asset, e collega trasversalmente la gestione dei rischi relativi alla Salute, Sicurezza e Ambiente e incolumità Pubblica.

L'attività di audit è disciplinata da apposita procedura "Audit HSE" che disciplina anche la pianificazione e l'esecuzione degli audit sui fornitori e sulle forniture.

Gli audit di conformità del Sistema di Gestione HSE sono finalizzati ad accertare:

- la conformità alle leggi e al MSG HSE, per gli aspetti di salute, ambiente e sicurezza;
- l'esecuzione delle attività in conformità alle policy Eni;
- l'efficienza delle "best practice" adottate;
- l'idoneità di quanto attuato per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti nelle policy Eni.

Le risultanze degli audit sono portate quindi a conoscenza delle Unità e verificate affinché i Responsabili intraprendano eventuali azioni correttive.

Con riferimento al Riesame della Direzione, viene annualmente effettuato un riesame, finalizzato alla verifica dell'applicazione del Sistema, alla definizione di attività di miglioramento globale delle prestazioni HSE ed all'identificazione di eventuali necessità di modifica da apportare alla Politica di Prevenzione degli Incidenti Gravi, all'organizzazione, alla documentazione di sistema ed alle attività del Sistema di Gestione HSE. In particolare, durante l'attività di Riesame viene discusso l'andamento degli indici di performance (KPI) e dei rischi significativi, evidenziati attraverso un sistema di reporting codificato (RISMAN).

Il Riesame di Direzione viene svolto in accordo ad una specifica procedura denominata "Riesame del Sistema di Gestione Integrato HSE e pianificazione di obiettivi e programmi". In generale, il Riesame è condotto in base a:

- ✓ lo stato delle azioni derivanti dai precedenti riesami di direzione;

- ✓ i cambiamenti rilevanti per il sistema di gestione e nelle esigenze e aspettative delle parti interessate, inclusi gli obblighi di conformità;
- ✓ l'analisi dei rischi HSE e delle misure in atto per il loro controllo;
- ✓ il grado di realizzazione degli obiettivi HSE;
- ✓ lo stato delle azioni correttive e preventive;
- ✓ l'adeguatezza delle risorse;
- ✓ l'analisi complessiva delle prestazioni HSE;
- ✓ le opportunità per il miglioramento continuo delle prestazioni HSE.

Sulla base delle considerazioni emerse dal Riesame, vengono individuati specifici elementi in uscita, quali:

- azioni correttive, se necessarie, qualora gli obiettivi HSE non siano stati raggiunti;
- decisioni relative alle opportunità di miglioramento continuo;
- decisioni circa la necessità di adeguare e/o modificare il Sistema di Gestione HSE, comprese le risorse;
- opportunità di migliorare l'integrazione del Sistema di Gestione HSE con altri processi aziendali, ove necessario;
- tutte le implicazioni per la direzione strategica dell'organizzazione.

4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi

In accordo a quanto stabilito nella Politica di Prevenzione degli Incidenti Gravi, ciascun distretto si impegna a partecipare alle consultazioni tripartite tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori, volte a favorire il dialogo e la cooperazione con l'autorità competente ai fini della formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

Le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori e i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 e per la

consultazione periodica, sono stabiliti dal Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 “Consultazione tripartita”.

Ciascun distretto assicura l'attuazione degli interventi e delle azioni che potrebbero scaturire dalla partecipazione alle consultazioni tripartite. Le eventuali segnalazioni, osservazioni o non conformità saranno gestite attraverso specifica procedura interna a ciascun distretto e/o come stabilito in sede di Consultazione.

5. RIFERIMENTI

- 1 man sg hse 001 DICS e&p r05, “Manuale del Sistema di Gestione Integrato del Distretto Centro Settentrionale”
- 2 man sg hse 001 eni spa UPS DIME r02, “Manuale del Sistema di Gestione Integrato del Distretto Meridionale”
- 3 PSAF-TG-017, “Major Risk Assessment Methodology (in compliance with the EU Directive 2013/30/EU)”, Technical Guideline
- 4 LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DELLA RELAZIONE SUI GRANDI RISCHI E LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO IN ACCORDO AL DLGS. N. 145 DEL 18 AGOSTO 2015, Ottobre 2017, Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare
- 5 OLF 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) . revision 2007
- 6 Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)
- 7 OSCAR Software – Oil Spill Contingency and Response - SINTEF
- 8 Use of a SPAR-H Bayesian Network for predicting Human Error Probabilities with missing observations K.M.Groth, L Swiler, Sandia National Laboratories US
- 9 How Many Performance Shaping Factors are Necessary for Human Reliability Analysis? - PSAM 10 Ronald L. Boring - June 2010
- 10 man sg hse 004 ups r01, “Guidelines for the Management of Safety and Environmental Critical Elements”, User Manual
- 11 pro sg hse 018 DICS e&p r01, “Requisiti HSE nella progettazione di nuove realizzazioni e nella gestione delle modifiche di processo, temporanee, d'emergenza e organizzative”.
- 12 pro-sg-hse-019-eni spa_ups_DIME_5_O_COVA_r01, “Gestione delle Modifiche”

Spett.li: **Comitato per la Sicurezza delle Operazioni in Mare**
Via Molise 2, 00187 ROMA
segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

FILCTEM CGIL

c.a. Claudio Bettoni
filctemcgil@pec.it

FEMCA CISL

c.a. Nora Garofalo
femca@pec.cisl.it

UILTEC

c.a. Marco Lupi
uiltecnazionale@pec.uiltec.it

Rif.OPE.100.18/GD-sb

San Giovanni Teatino, 10/05/2018

Oggetto: Documento di Consultazione Tripartita ai sensi del DM 05 luglio 2017, art. 5 comma 1.

Con riferimento al comma 1, art. 5 del DM 05.07.2017:

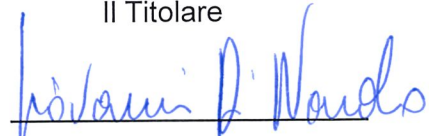
“Per l’avvio della consultazione tripartita, l’Operatore predispone la documentazione pertinente di cui all’art. 3, come “documento di consultazione tripartita” che invia al Comitato e alla rappresentanza dei lavoratori”;

con la presente si trasmette il “Documento di Consultazione Tripartita” predisposto da Edison spa.

Distinti saluti

Edison S.p.A.

Il Titolare



(Ing. Giovanni Di Nardo)

Edison Spa

Sede Operativa
Via Aterno, 49
66020 S. Giovanni Teatino
Tel. +39 085 4467 1

Sede Legale
Foro Buonaparte, 31
20121 Milano
Tel. +39 02 6222 1

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

	EDISON - E&P	Page 1 of 94
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.00 – 05/05/2018



Operatore: EDISON s.p.a.

Attività off-shore Italia

Documento di consultazione

CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Operatore-Comitato-Rappr. dei Lavoratori
ai sensi del D.M. del 05 luglio 2017



Lista degli aggiornamenti

<i>N° rev.</i>	<i>Compilatore</i>	<i>Revisione Rappresentanti Operatore</i>	<i>RLS</i>	<i>Approvazione</i>	<i>Data e motivazione revisione</i>
00	S. Bagnato	S. Bagnato C. Valiante	D. Lanzino S. La Delfa	G. Di Nardo	05-05-2018 Prima Emissione

	EDISON - E&P	Page 3 of 94
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.00 – 05/05/2018

Sommario

0. ... MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO	6
1. ... INTRODUZIONE.....	8
1.1. Evoluzione quadro normativo di riferimento – Direttiva Europea 2013/30/UE	8
1.2. Focus sulla consultazione tripartita	9
2. ... INFORMAZIONI GENERALI	10
2.1. Comitato Direttiva Off-shore	10
2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione.....	11
2.3. DLgs 145/15 – Elementi di attenzione	11
3. ... POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI	27
4. ... REDAZIONE DELLE RGR	29
4.1. Elementi per la redazione delle Relazioni Grandi Rischi	29
4.2. Tipologia di analisi svolta	29
4.3. Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti.....	30
4.4. Fasi dell'analisi svolta	31
5. ... SCELTA DEL VERIFICATORE INDIPENDENTE	32
5.1. I sistemi di verifica indipendente.....	32
5.2. Criteri adottati per la scelta del V.I.	32
5.2.1. Criteri di indipendenza	32
5.2.2. Competenze tecniche e organizzative.....	33
5.2.3. Flusso di informazioni	33
5.3. Scelta del V.I.	33
5.4. Metodologia nella RGR.....	33
5.5. Sistema di verifica e RGR	34
6. ... COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI	35
6.1. Premessa.....	35
6.2. Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15	35
7. ... GESTIONE DELLE EMERGENZE	36
7.1. Struttura della risposta alle emergenze	36
7.2. Riesame.....	37
7.3. Disponibilità	38
7.4. Formazione	38
7.5. Valutazione.....	38
7.6. Sintesi dei Piani di risposta nei vari livelli di emergenza.....	38
7.6.1. Norma Generale Edison 91-14 – Gestione delle crisi.....	38
7.6.2. Piano di Emergenza Generale della Divisione E&P	39
7.6.3. Piani di emergenza generale distretti operativi.....	39

	EDISON - E&P	Page 4 of 94
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.00 – 05/05/2018

7.6.4.	Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP	39
7.7.	Livelli di emergenza, flusso di comunicazione, struttura e ruoli	40
7.7.1.	Flow chart della Risposta alle emergenze	40
7.7.2.	Processo di comunicazione	42
7.8.	Gestione delle emergenze - contenuti.....	42
7.8.1.	Gli obiettivi della gestione delle situazioni di emergenza.....	42
7.8.2.	Termini, definizioni	43
7.8.3.	Figure coinvolte nella gestione dell'emergenza.....	45
7.8.4.	Informazioni chiave	49
7.8.5.	Valutazione della gravità dell'incidente.....	49
7.8.6.	Segnalazione degli incidenti rilevanti	50
7.8.7.	Caratteristiche delle situazioni di crisi e degli incidenti rilevanti	51
7.8.8.	Conseguenze.....	51
7.8.9.	Tipologie di incidenti che possono generare una Crisi aziendale	51
7.9.	Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017	55
7.10.	Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15) ...	56
7.10.1.	DISPOSITIVI ANTINQUINAMENTO IN DOTAZIONE	56
7.10.2.	DEPOSITO MATERIALI ANTINQUINAMENTO	57
	Deposito di Pozzallo.....	57
	Deposito di Ortona	58
7.10.3.	MEZZI NAVALI D'APPOGGIO	58
7.10.4.	MEZZI AEREI D'APPOGGIO.....	60
7.10.5.	CARATTERISTICHE DISPOSITIVI ANTINQUINAMENTO	60
8. ...	SVILUPPO BUONE PRASSI.....	76
8.1.	Registrazione dati pertinenti perforazione (art. 19 comma 11-DLgs 145-15).....	76
8.2.	Simulatore antinquinamento: PISCES II E NTPRO	78
8.2.1.	Genesi del progetto.....	78
8.2.2.	Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 145/15	78
8.2.3.	Caratteristiche del simulatore.....	79
8.2.4.	Implementazione del progetto.....	84
9. ...	SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE	86
9.1.	Generalità.....	86
9.2.	Requisiti Allegato I paragrafo 9 Dlgs 145-15.....	89
9.2.1.	Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale.....	89
9.2.2.	Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi.....	89
9.2.3.	Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale.....	89
9.2.4.	I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali	89
9.2.5.	Gestione dei cambiamenti.....	89
9.2.6.	Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali	90
9.2.7.	Monitoraggio delle prestazioni	90
9.2.8.	Modalità di audit e di riesame	91
9.2.9.	Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite	92

	EDISON - E&P DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 5 of 94
		Rev.00 – 05/05/2018

9.3. Aspetti relativi alla salute dei lavoratori..... 92

	EDISON - E&P	Page 6 of 94
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.00 – 05/05/2018

0. MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO

Il presente documento è così suddiviso:

PRIMA PARTE

- Genesi e evoluzione normativa in materia di “grandi rischi” per le attività a mare, conseguente all’incidente sul pozzo di Macondo avvenuto nel Golfo del Messico nel 2010, con un focus sui contenuti normativi specifici per gli aspetti riguardanti la consultazione tripartita (Comitato, Operatore, Rappresentanze dei lavoratori);
- Informazioni e elementi ritenuti particolarmente rilevanti ai fini della redazione del presente documento in relazione al Comitato e al DLgs 145/15.

SECONDA PARTE

Oggetto della consultazione tripartita: *la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi, l’analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione:*

- Politica di Divisione e Politica sui Grandi Rischi;
- Metodologia per la stesura delle RGR;
- Scelta e compiti e modalità di analisi del V.I.;
- Coinvolgimento dei lavoratori;
- Risposta alle emergenze
- Sviluppo buone prassi

TERZA PARTE

Oggetto della consultazione tripartita: *sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell’ambiente di cui all’articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del DLgs 145/15.*

- Descrizione del Sistema di Gestione della Divisione E&P.

	EDISON - E&P DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Page 7 of 94
		Rev.00 – 05/05/2018

PRIMA PARTE

	EDISON - E&P	Page 8 of 94
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.00 – 05/05/2018

1. INTRODUZIONE

A seguito dell'incidente di Macondo nel Golfo del Messico del 20 aprile 2010, la Commissione Europea ha reagito, avviando un'approfondita analisi delle attuali norme adottate nell'intera Unione Europea e dai suoi Stati Membri.

Lo studio è sfociato nella redazione del documento "Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi" (Commissione Europea, 2010). Benché l'Unione disponga già di esempi eccellenti di pratiche normative nazionali, lo studio suggerisce un'armonizzazione "verso l'alto" del quadro normativo per consentire un ulteriore miglioramento della sicurezza di tali attività. Il 27 ottobre 2011, la Commissione Europea ha adottato lo schema di Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi (Regolamento Offshore), con l'obiettivo di fissare elevati standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare aperto, riducendo le probabilità di accadimento di incidenti gravi, limitandone le conseguenze e aumentando, così, nel contempo, la protezione dell'ambiente marino.

Nel corso di tre diverse Presidenze UE (Polonia, Danimarca e Cipro), il Consiglio, ha analizzato la Proposta di Regolamento emendandone il testo, fino alla definizione di una "Proposta di Direttiva", a seguito di quanto deliberato dall'EWP (Working Party on Energy) del Consiglio e, parallelamente, anche dalla Commissione Industria, Ricerca ed Energia (ITRE) del Parlamento Europeo.

Sotto la presidenza irlandese, la Proposta di Direttiva è stata approvata prima dal Consiglio dell'Unione Europea, poi dal Parlamento Europeo e, infine, pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea in data 28 giugno 2013 come Direttiva 2013/30/UE del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE.

1.1. Evoluzione quadro normativo di riferimento – Direttiva Europea 2013/30/UE

28 giugno 2013 - pubblicazione (GUUE L186 del 28 giugno 2013) della *Direttiva Europea 2013/30/UE* relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi.

13 ottobre 2014 - approvazione il *Regolamento Europeo 1112/14*, applicazione della Direttiva 2013/30/EU per la comunicazione degli incidenti rilevanti nell'off-shore.

18 agosto 2015 - viene approvato il *DLgs 145/15*, recepimento della Direttiva Europea 2013/20/EU

27 settembre 2016 - approvato il *DPCM* che definisce, secondo l'art. 8 comma 6 del DLgs 145/15, le *modalità di funzionamento del Comitato* per la Sicurezza delle operazioni in mare.

Aprile 2017 - Viene nominato il prof. *Ezio Mesini come Presidente del Comitato* (nomina riservata alla Presidenza del Consiglio dei Ministri).

09 maggio 2017 - si insedia ufficialmente il Comitato.

	EDISON - E&P	Page 9 of 94
	DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA	Rev.00 – 05/05/2018

05-07-2017 Approvato il *D.M. 05.07.2017 Consultazione Tripartita* in attuazione dell'art.19 comma 5 del DLgs 145/15.

27 luglio 2017 - III incontro del Comitato:

- *Approvazione della Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2016) redatta ai sensi degli artt. 24 e 25 del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 e del Regolamento di esecuzione (EU) n. 1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014;*
- *Approvazione delle modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'articolo 2, comma 1, lettera bb) del decreto legislativo n. 145 del 18 agosto 2015;*

04 agosto 2017 - emissione della **Guida tecnica operativa n. 01, relativa alle “modifiche non sostanziali”** (art. 7 comma 2 DPCM 27-09-2016) diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1 del DLgs 145/2015) che definisce l'elenco delle attività che non richiedono la redazione di una RGR modificata.

9 e 10 ottobre 2017 - IV incontro del Comitato al completo c/o Vega A. Contestualmente discusse e *approvate le Linee Guida per la redazione della Relazione Grandi Rischi* (previste dall'art. 19 comma 8 del D.Lgs. n. 145/2015 e dall'art. 11.11 del DPCM 27 settembre 2016).

13-02-2018 Firmato l'**Accordo Quadro Consultazione Tripartita** in applicazione del D.M. 05.07.2017 art. 2 comma 1 lettera h).

05-03-2018 Firmato l'**Accordo specifico di Edison per la Consultazione Tripartita** in applicazione del D.M. 05.07.2017 art. 2 comma 1 lettera h) e con riferimento all'Accordo quadro firmato da Assomineraria.

1.2. Focus sulla consultazione tripartita

Il Decreto Ministeriale del 05.07.2017 in applicazione dell'articolo 19, comma 5, del decreto legislativo 18 agosto 2015 n. 145 - relativo alla Consultazione tripartita - ha stabilito:

- le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori;
- i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h) del D.Lgs. 145/15 e per la consultazione periodica;

L'accordo formale di consultazione tripartita è sottoscritto dal Presidente del Comitato, dall'operatore, relativamente a tutte le attività offshore condotte dalla Società nello Stato italiano, e dalle rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative.

Sono oggetto di consultazione tripartita:

- a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi,
- b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione,

- c) il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente (di cui all'articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del D. Lgs. 145/2015).

Possono essere oggetto di consultazione tripartita su richiesta del Comitato, dell'operatore o del rappresentante dei lavoratori:

- a) la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi (di cui all'articolo 19, comma 1, e allegato I paragrafo 8), relativamente all'impegno dell'operatore a favorire i meccanismi di consultazione;
- b) le comunicazioni di cui agli articoli 11, comma 1, lettera c), h) e i) e comma 3 e 5, 15 comma 1, e 16 comma 1, del D. Lgs. 145/2015.

La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

In data 05.03.2018 Edison ha siglato, assieme al Presidente del Comitato e alle rappresentanze sindacali dei lavoratori l'**Accordo di Consultazione Tripartita** (riportato in allegato) in applicazione del D.M. 05.07.2017 art. 2 comma 1 lettera h), con riferimento all'Accordo quadro firmato da Assomineraria.

Il presente documento costituisce il "**Documento di consultazione**" di cui all'art. 3 comma 1 del medesimo accordo ed è relativo alla "**Consultazione ordinaria**" che si svolge con cadenza annuale.

2. INFORMAZIONI GENERALI

2.1. Comitato Direttiva Off-shore

Il Comitato è costituito da:

- Presidente, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, per una durata di 3 anni, **Prof. Ezio Mesini**;
- Direttore della DGS Unmig - **Ing. Franco Terlizzese**;
- Direttore della Direzione generale Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - **Dott.ssa Maria Carmela Giarratano**;
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco - **Ing. Tolomeo Litterio**;
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto-Guardia Costiera - **Amm. Giovanni Pettorino**;
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare – **Amm. Sq: Paolo Treu**.

Le articolazioni sul territorio del Comitato sono costituite da:

- Direttore della Sezione Unmig competente per territorio (**Bologna, Roma e Napoli**);
- Direttore regionale dei Vigili del Fuoco o un suo rappresentante;

- Dirigente del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, che si avvale del Direttore del Servizio Emergenze Ambientali in mare (**SEAM**) dell'**ISPRA**;
- Comandante della Capitaneria di Porto competente per territorio o un Ufficiale superiore suo rappresentante;
- Ufficiale Ammiraglio/Superiore designato dallo Stato Maggiore della Marina Militare;
- Tecnico competente in materia ambientale o mineraria, in rappresentanza della Regione interessata e dalla stessa designato.

Contatti del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

e-mail: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it

indirizzo: Via Molise, 2 - 00187 Roma

Telefono: (+39) 06 4705 3794 – 2859

2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione

Con riferimento al complesso delle attività svolte nell'off-shore italiano dell'operatore:

Concessione	Campo
Concessione B.C.7.LF	Sarago Mare
Concessione B.C.7.LF	Vongola Mare
Concessione B.C.2.LF	San Giorgio Mare
Concessione B.C.1.LF	Santo Stefano Mare
Concessione B.C.8.LF	Rospo Mare
Concessione B.C.6.LO	Vega

Tabella 1 - Concessioni Edison s.p.a

2.3. DLgs 145/15 – Elementi di attenzione

Art. 8 comma 3: [...] il Comitato è responsabile per le seguenti funzioni di regolamentazione:

a) valutare e accettare le relazioni sui grandi rischi, valutare le comunicazioni di nuovo progetto e le operazioni di pozzo o combinate e altri documenti di questo tipo ad esso sottoposti, **attraverso la verifica dell'attività svolta dall'UNMIG ai sensi degli articoli:**

Art.6, comma 4: le operazioni di pozzo o le operazioni combinate non possono iniziare o proseguire, nel caso di modifica sostanziale, fino a quando non è stata accettata la relazione sui grandi rischi per gli impianti interessati. Inoltre, tali operazioni non sono avviate o proseguite qualora una comunicazione di operazioni di pozzo o una comunicazione di operazioni combinate non è presentata a norma dell'articolo 11, comma 1, rispettivamente lettere h) o i), al Comitato o qualora l'UNMIG solleva obiezioni sul contenuto di una comunicazione o in difformità alle misure disposte a seguito dell'esame di una comunicazione.

Art.11 comma 3: *La comunicazione del progetto (nuovo impianto) richiesta a norma del comma 1, lettera c) è presentata al Comitato entro i termini da esso stabiliti e comunque prima della presentazione prevista della relazione sui grandi rischi per l'operazione pianificata. L'UNMIG entro 30 giorni dalla comunicazione del progetto formula le proprie osservazioni che devono essere prese in considerazione nella relazione sui grandi rischi.*

Art.11 comma 5: *La comunicazione di trasferimento richiesta a norma del comma 1, lettera l), (nel caso in cui un impianto di produzione esistente debba essere trasferito in un nuovo sito di produzione) è trasmessa al Comitato almeno 90 giorni prima dell'avvio delle operazioni programmate, al fine di permettere all'operatore di tener conto, nell'elaborazione della relazione sui grandi rischi, delle eventuali questioni sollevate dall'UNMIG entro 30 giorni dalla comunicazione di trasferimento.*

[Art.15 comma 2;](#) [Art.15 comma 4;](#)

[Art.16 comma 2;](#) [Art.16 comma 3;](#)

Art.8 comma 4: *Delle funzioni di regolamentazione di cui al [comma 3, lettere a\)](#) e b), sono responsabili le articolazioni sul territorio del Comitato.*

Art.11 comma 1: *L'operatore, prima di svolgere operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, presenta i seguenti documenti:*

a) la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi o una sua descrizione adeguata a norma dell'articolo (vedi Cap. 3):

Art.19 comma 1: *L'operatore redige un documento che definisce la propria politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi in tutte le proprie attività in mare nel settore degli idrocarburi che deve essere presentato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera a), esplicitando il sistema adottato per il monitoraggio sull'efficacia di tale politica e garantendone l'attuazione. Il documento contiene le informazioni specificate nell'allegato I, paragrafo 8:*

Allegato 1 paragrafo 8: INFORMAZIONI DA PRESENTARE [...]

- 1) la responsabilità a livello di consiglio di amministrazione di assicurare, su base continuativa, che la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è adeguata, attuata e operativa nel modo previsto;
- 2) misure per costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza che prevede un'elevata probabilità di operazioni sicure in modo continuativo;
- 3) il perimetro, la frequenza e il livello di dettaglio dei controlli sui processi;
- 4) misure per premiare e riconoscere comportamenti desiderati;
- 5) la valutazione delle risorse e degli obiettivi dell'impresa;
- 6) misure intese al mantenimento di standard di sicurezza e protezione dell'ambiente come valore aziendale fondamentale;
- 7) sistemi formali di comando e controllo che includono i membri del consiglio di amministrazione e l'alta dirigenza dell'impresa;
- 8) l'approccio in materia di competenza a tutti i livelli dell'azienda;
- 9) la misura in cui i punti da 1) a 8) sono applicati nelle operazioni in mare dell'azienda nel settore degli idrocarburi condotte al di fuori dell'Unione europea.

Art.19 comma 6: La politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi e i sistemi di gestione della sicurezza e dell'ambiente sono preparati in conformità dell'allegato I, paragrafi 8 e 9, e all'allegato IV. Si applicano le seguenti condizioni:

a) la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è redatta per iscritto e stabilisce gli obiettivi generali e gli accordi per controllare il rischio di un incidente grave, nonché le modalità per conseguire tali obiettivi e attuare tali accordi a livello aziendale;

b) il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente è integrato nel sistema di gestione generale dell'operatore e comprende una struttura organizzativa, responsabilità, pratiche, procedure, procedimenti e risorse per la determinazione e l'attuazione della politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi.

ALLEGATO IV - DISPOSIZIONI [...] DI CUI ALL'ART. 19

1) Il Comitato provvede affinché gli operatori e i proprietari:

a) prestino particolare attenzione alla valutazione dei requisiti di affidabilità e integrità di tutti i sistemi critici di sicurezza e di sicurezza ambientale e impostino i propri sistemi di ispezione e manutenzione con l'obiettivo di raggiungere il livello richiesto di sicurezza e di integrità dell'ambiente;

b) adottino misure atte a garantire, entro i limiti di quanto ragionevolmente possibile, che non vi sono fughe di sostanze pericolose dalle condutture, dalle navi e dai sistemi destinati al loro confinamento sicuro. Gli operatori e i proprietari garantiscono inoltre che eventuali guasti alle barriere di contenimento non possono dar luogo a un incidente grave;

c) **preparino un inventario delle attrezzature disponibili**, che comprende i dati sulla proprietà, l'ubicazione, il trasporto verso l'impianto e l'utilizzo presso lo stesso, nonché i dati su tutte le entità competenti per quanto riguarda l'attuazione del piano di emergenza interno. L'inventario individua le misure atte a garantire che le attrezzature e le procedure siano mantenute in condizioni di operabilità;

d) **si assicurino di disporre di un sistema adeguato per il monitoraggio della conformità** con tutte le pertinenti disposizioni di legge, integrando, nelle proprie procedure operative standard, i propri obblighi legali relativi al controllo dei grandi rischi e alla protezione ambientale;

e) prestino particolare attenzione a costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza che prevede un'elevata probabilità di operazioni sicure in modo continuativo, anche riguardo alla garanzia della cooperazione dei lavoratori attraverso, tra l'altro:

1. **un impegno manifesto in consultazioni tripartite tra Comitato, operatori e rappresentanti dei lavoratori e nelle azioni che ne derivano;**

2. **l'incoraggiamento e l'incentivazione della comunicazione di incidenti e quasi incidenti;**

3. una cooperazione efficace con i rappresentanti eletti per la sicurezza;

4. **il mantenimento della riservatezza e dell'anonimato per chi effettua segnalazioni.**

2) Gli operatori del settore collaborano con le autorità competenti per stabilire e attuare un piano di priorità per lo sviluppo di normative, linee guida e regolamenti che conducono alle migliori pratiche nella prevenzione degli incidenti gravi e nella limitazione delle conseguenze di questi ultimi nel caso in cui si verificano comunque.

b) il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente applicabile agli impianti o una sua descrizione adeguata conformemente all'articolo (vedi Cap. 9):

Art.19 comma 3: Gli operatori presentano, a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera b), un documento contenente il loro sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente. Tale documento include una descrizione:

a) delle modalità organizzative per il controllo dei grandi rischi;

b) delle modalità di preparazione e presentazione delle relazioni sui grandi rischi e, a seconda dei casi, altri documenti a norma del presente decreto; c) dei sistemi di verifica indipendente istituiti a norma dell'articolo 17.

Art. 19 comma 4: Per gli impianti esistenti è presentato un documento analogo a quello di cui al comma 3, entro 6 mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

ALLEGATO 1 paragrafo 9: INFORMAZIONI [...] SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

[...] contiene, a mero titolo esemplificativo:

- 1) la struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale;
- 2) descrizione delle procedure per l'individuazione e la valutazione dei grandi rischi, nonché la loro probabilità e le potenziali conseguenze;
- 3) descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale nelle valutazioni dei rischi di incidenti gravi contenute nella relazione sui grandi rischi;
- 4) i controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali;
- 5) la gestione dei cambiamenti;
- 6) preparazione e risposte alle emergenze;
- 7) la mitigazione dei danni ambientali;
- 8) il monitoraggio delle prestazioni;
- 9) le modalità di audit e riesame;
- 10) le misure per la partecipazione a consultazioni tripartite e modalità per l'attuazione degli interventi che ne scaturiscono.

c) nel caso di un impianto di produzione pianificato, previsto nel programma lavori approvato ai sensi del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, la comunicazione del progetto in conformità con i requisiti di cui [all'allegato I, parte I](#);

ALLEGATO 1 paragrafo 1: INFORMAZIONI DA PRESENTARE RELATIVAMENTE AL PROGETTO O AL TRASFERIMENTO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE

[...] contiene almeno le seguenti informazioni:

- 1) nome e indirizzo dell'operatore dell'impianto;
- 2) descrizione delle fasi progettuali relative alle operazioni e ai sistemi di produzione, dal progetto preliminare al progetto esecutivo o alla scelta di un impianto esistente, le norme utilizzate e le soluzioni progettuali di base;
- 3) descrizione della soluzione progettuale selezionata in relazione agli scenari di grandi rischi per il particolare impianto e la sua ubicazione, nonché le caratteristiche primarie di controllo del rischio;

- 4) dimostrazione del fatto che le soluzioni progettuali di base contribuiscono a ridurre i grandi rischi a un livello accettabile;
- 5) descrizione dell'impianto e delle condizioni dell'area nell'ubicazione prevista;
- 6) descrizione delle eventuali limitazioni ambientali, meteorologiche e dei fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni, le modalità di individuazione dei rischi relativi a pericoli collegati ai fondali e all'ambiente marino come la presenza di condutture e ormeggi di impianti adiacenti;
- 7) descrizione della tipologia delle operazioni da effettuarsi soggette a grandi rischi;
- 8) descrizione generale del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente secondo il quale devono essere aggiornate e mantenute idonee le misure previste per il controllo dei grandi rischi di incidente;
- 9) descrizione dei sistemi di verifica indipendente e elenco preliminare degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente e relative performance richieste;
- 10) nel caso in cui un impianto di produzione esistente debba essere trasferito in una nuova ubicazione ai fini dell'utilizzo in un diverso processo produttivo, la prova della sua idoneità a tale processo produttivo;
- 11) nel caso in cui un impianto non destinato alla produzione debba essere convertito ai fini dell'utilizzo come impianto di produzione, una relazione comprovante la sua idoneità a tale conversione.

d) una descrizione del sistema di verifica indipendente conformemente all'articolo 17; (vedi Cap. 5)

Art.17 comma 1: L'operatore istituisce un sistema di verifica indipendente e redige, avvalendosi eventualmente del contributo del proprietario, una descrizione di tale sistema, da presentare al Comitato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera d). Tale descrizione è inclusa nel documento che definisce il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente presentato al Comitato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera b). La descrizione contiene le informazioni specificate nell'allegato I, paragrafo 5.

Art.17 comma 3: La scelta del verificatore indipendente e la progettazione di sistemi di verifica indipendente soddisfano i criteri di cui all'allegato V.

Art.17 comma 5: Gli operatori rispondono alle raccomandazioni del verificatore indipendente e prendono provvedimenti adeguati in base a tali raccomandazioni.

Art.17 comma 6: Gli operatori mettono a disposizione del Comitato le raccomandazioni ricevute dal verificatore indipendente a norma del comma 4, lettera a), nonché i provvedimenti adottati sulla base di tali raccomandazioni. Le raccomandazioni ricevute ed i provvedimenti adottati sono conservati dall'operatore per un periodo di sei mesi dal completamento delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi cui i suddetti documenti fanno riferimento.

ALLEGATO 1 paragrafo 5: INFORMAZIONI DA PRESENTARE PER QUANTO RIGUARDA IL SISTEMA DI V.I.

[...] comprendono:

- 1) **dichiarazione dell'operatore**, eventualmente redatta con il contributo del proprietario, rilasciata dopo aver esaminato la relazione del verificatore indipendente, secondo cui l'elenco degli elementi critici per la sicurezza e il programma di manutenzione degli stessi quali riportati nella relazione sui grandi rischi sono o saranno adeguati;

2) **descrizione del sistema di verifica** che comprende la selezione dei verificatori indipendenti e i mezzi per verificare che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente e qualsiasi impianto incluso nel sistema rimangano in buono stato e in buone condizioni di manutenzione;

3) descrizione dei mezzi di verifica di cui alla lettera b), comprendente informazioni dettagliate relative ai principi che saranno applicati per lo svolgimento delle mansioni nel quadro del sistema di verifica e per il riesame periodico di tale sistema durante l'intero ciclo di vita dell'impianto, ivi compresi:

a) descrizione degli esami e delle prove dei SECE da parte di verificatori indipendenti e competenti;

b) modalità di verifica della progettazione, degli standard, delle certificazioni o di altri sistemi di attestazione della conformità dei SECE;

c) modalità di esame delle attività in corso;

d) modalità di comunicazione di eventuali casi di non conformità;

e) modalità di attuazione delle azioni correttive da parte dell'operatore o del proprietario relative alle operazioni e ai sistemi di produzione, dal progetto preliminare al progetto esecutivo o alla scelta di un impianto esistente, le norme utilizzate e le soluzioni progettuali di base;

ALLEGATO V: Selezione del V.I. e del progetto di sistemi di messa a punto indipendente di cui all'art. 17, comma 3

[...]

3) Le **modifiche sostanziali** sono comunicate al verificatore indipendente per verifiche aggiuntive in ossequio a quanto previsto dal sistema di verifica indipendente, e i risultati di tali verifiche aggiuntive sono comunicati, su richiesta, al Comitato.

e) una relazione sui grandi rischi conformemente agli articoli 12 o 13, a seconda che si tratti, rispettivamente, di un impianto di produzione o di un impianto non destinato alla produzione;

f) nel caso di una modifica sostanziale o di uno smantellamento di un impianto, una relazione sui grandi rischi modificata, a norma degli articoli 12 e 13;

Art.12 comma 1: [...] L'operatore redige una relazione sui grandi rischi per un impianto di produzione che deve essere presentata a norma dell'articolo 11, comma 7. Tale relazione contiene le informazioni di cui [all'allegato I, paragrafi 2 e 5](#), ed è aggiornata in caso di modifiche rilevanti e comunque, secondo le modalità di cui al comma 7.

Art.12 comma 2: I rappresentanti dei lavoratori sono consultati nelle fasi pertinenti dell'elaborazione della relazione sui grandi rischi per un impianto di produzione; la modalità di tale consultazione deve essere descritta all'interno della relazione, conformemente a quanto disposto [all'allegato I, paragrafo 2, punto 3](#).

Art.12 comma 3: Previo accordo del Comitato la relazione sui grandi rischi per un impianto di produzione può essere redatta per un gruppo di impianti.

Art.12 comma 4: Su richiesta del Comitato prima dell'accettazione della relazione sui grandi rischi, l'operatore fornisce tutte le ulteriori informazioni e apporta tutte le modifiche necessarie alla relazione presentata.

Art.12 comma 5: Qualora l'impianto di produzione debba essere oggetto di **modifiche che comportano un cambiamento sostanziale o si intenda smantellare un impianto di produzione fisso**, l'operatore redige una **relazione**

*sui grandi rischi modificata, conformemente [all'allegato 1, paragrafo 6](#), che deve essere **presentata al Comitato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera f), almeno 90 giorni prima dell'inizio dei lavori.***

Art.12 comma 6: I lavori di cui al comma 5 non possono iniziare prima dell'accettazione da parte del Comitato della versione modificata della relazione sui grandi rischi per l'impianto di produzione.

Art.12 comma 7: La relazione sui grandi rischi per un impianto di produzione è soggetta a riesame periodico approfondito da parte dell'operatore almeno ogni cinque anni o prima quando ciò sia richiesto dal Comitato. I risultati del riesame sono comunicati al Comitato.

Art.13: Relazione sui grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione

Art.13 comma 1: [...] contiene le informazioni di cui [all'allegato 1, paragrafi 3 e 5](#), ed è aggiornata secondo le modalità di cui al comma 7.

Art.13 comma 2: I rappresentanti dei lavoratori sono consultati nelle fasi pertinenti dell'elaborazione della relazione sui grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione; la modalità di tale consultazione deve essere descritta all'interno della relazione, conformemente al disposto [dell'allegato 1, paragrafo 3, punto 2](#).

Art.13 comma 3: Su richiesta del Comitato, prima dell'accettazione della relazione sui grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione, l'operatore fornisce tutte le ulteriori informazioni e apporta tutte le modifiche necessarie alla relazione presentata.

Art.13 comma 4: Qualora l'impianto non destinato alla produzione debba essere oggetto di modifiche che comportano un cambiamento sostanziale o si intenda smantellare un impianto fisso non destinato alla produzione, il contraente incaricato redige una relazione sui grandi rischi modificata che deve essere presentata a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera f), almeno 90 giorni prima dell'inizio dei lavori, conformemente [all'allegato 1, paragrafo 6, punti 1, 2 e 3](#).

Art.13 comma 5: Per un impianto fisso non destinato alla produzione, i lavori di cui al comma 4 non possono iniziare prima dell'accettazione da parte del Comitato della versione modificata della relazione sui grandi rischi.

Art.13 comma 6: Per un impianto mobile non destinato alla produzione, i lavori di cui al comma 4 non possono iniziare prima dell'accettazione da parte del Comitato della versione modificata della relazione sui grandi rischi.

Art.13 comma 7: La relazione sui grandi rischi per un impianto non destinato alla produzione è soggetta a un riesame periodico approfondito da parte dell'operatore almeno ogni cinque anni o prima quando ciò sia richiesto dal Comitato. I risultati del riesame sono comunicati al Comitato.

ALLEGATO 1 paragrafo 2: INFORMAZIONI DA PRESENTARE IN UNA RGR PER UN IMPIANTO DI PRODUZIONE

- 1) una descrizione del modo in cui si è tenuto conto del responso e delle osservazioni dell'UNMIG alla comunicazione di nuovo progetto;
- 2) nome e indirizzo dell'operatore dell'impianto;
- 3) **nota di sintesi relativa a qualsiasi coinvolgimento dei lavoratori nella preparazione della relazione sui grandi rischi;**
- 4) descrizione dell'impianto e di eventuali connessioni con altri impianti o infrastrutture connesse, compresi i pozzi;
- 5) dimostrazione che tutti i grandi rischi sono stati individuati, che sono state valutate le conseguenze e la probabilità

che si verificano, incluse le limitazioni di ordine ambientale, meteorologico o legate alle caratteristiche dei fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni, e che le relative misure di controllo, compresi gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente associati, siano adeguate al fine di ridurre a un livello accettabile il rischio di un incidente grave; la dimostrazione include una valutazione dell'efficacia di intervento in caso di fuoriuscita di petrolio;

6) descrizione dei tipi di operazioni che presentano un potenziale di grande rischio e sul numero massimo di persone che possono trovarsi sull'impianto in un dato momento;

7) descrizione delle attrezzature e delle misure atte a garantire il controllo dei pozzi, la sicurezza dei processi, il contenimento di sostanze pericolose, la prevenzione di incendi ed esplosioni, la protezione dei lavoratori dalle sostanze pericolose e la protezione dell'ambiente da un incidente grave in fase iniziale;

8) descrizione delle misure per proteggere le persone nell'impianto da grandi rischi e per assicurare la loro evacuazione e il loro salvataggio in sicurezza, nonché sulle misure di manutenzione dei sistemi di controllo intesi a evitare di danneggiare l'impianto e l'ambiente in caso di evacuazione di tutto il personale;

9) codici, norme e linee guida pertinenti utilizzati per la costruzione e la messa in servizio dell'impianto;

10) informazioni riguardanti il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente dell'operatore, inerenti all'impianto di produzione di cui al punto 9;

11) piano interno di risposta alle emergenze o una sua adeguata descrizione;

12) descrizione del sistema di verifica indipendente;

13) ogni altro dettaglio rilevante, per esempio se due o più impianti operano in combinazione in modo da condizionare il potenziale di grandi rischi di altri o di tutti gli impianti;

14) informazioni pertinenti alla presente direttiva, ottenute in applicazione dei requisiti per la prevenzione di incidenti gravi di cui al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624;

15) riguardo alle operazioni che saranno effettuate dall'impianto, qualsiasi informazione relativa alla prevenzione di incidenti gravi che si traducono in danni significativi o gravi all'ambiente, come richiesto dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e in accordo ai requisiti della presente direttiva;

16) valutazione dei potenziali effetti sull'ambiente identificati derivanti dalla perdita di contenimento delle sostanze inquinanti dovuta a un incidente grave, e una descrizione delle misure tecniche e non tecniche prese in considerazione al fine di prevenirli, ridurli o compensarli, ivi compresi i monitoraggi.

ALLEGATO 1 paragrafo 3: INFORMAZIONI DA PRESENTARE IN UNA RELAZIONE SUI GRANDI RISCHI PER UN IMPIANTO NON DESTINATO ALLA PRODUZIONE

[...] **punto2:** *sintesi di qualsiasi coinvolgimento dei lavoratori nella preparazione della relazione sui grandi rischi;*

ALLEGATO 1 paragrafo 6: MODIFICA IMPIANTO, COMPRESA LA RIMOZIONE DI UN IMPIANTO FISSO

[...] contiene almeno le seguenti informazioni:

1) nome e indirizzo dell'operatore e del proprietario;

2) sintesi di qualsiasi coinvolgimento dei lavoratori nella preparazione della relazione sui grandi rischi riveduta;
3) dettagli sufficienti per aggiornare completamente la precedente relazione sui grandi rischi e il relativo piano interno di risposta alle emergenze per l'impianto e per dimostrare che la probabilità di grandi rischi è ridotta a un livello accettabile;

4) **in caso di dismissione di un impianto di produzione fisso:**

a) i mezzi per isolare tutte le sostanze pericolose e, nel caso di pozzi collegati all'impianto, la chiusura dei pozzi e l'isolamento permanente dall'impianto e dall'ambiente;

b) una descrizione dei grandi rischi per i lavoratori e l'ambiente connessi alla dismissione dell'impianto con l'indicazione della popolazione totale esposta e delle misure di controllo del rischio;

c) i sistemi di risposta in caso di emergenza per garantire l'evacuazione e il salvataggio in sicurezza del personale nonché la manutenzione dei sistemi di controllo intesi a evitare un grave incidente ambientale.

g) il piano interno di risposta alle emergenze o una sua descrizione adeguata, a norma degli articoli 14 e 28; (vedi Cap. 7)

Art. 14 Piani interni di risposta alle emergenze: L'operatore è tenuto a predisporre un piano interno di risposta alle emergenze, che deve essere presentato al Comitato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera g). Il piano è predisposto conformemente all'articolo 28, tenendo conto della valutazione del rischio di incidenti gravi effettuata durante l'elaborazione della più recente relazione sui grandi rischi. Il piano include un'analisi dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi.

2. Se un impianto non destinato alla produzione deve essere usato per operazioni di pozzo, il piano interno di risposta alle emergenze per l'impianto tiene conto della valutazione del rischio effettuata nella redazione della comunicazione delle operazioni di pozzo che deve essere presentata a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera h). Se il piano interno di risposta alle emergenze deve essere modificato a causa della particolare natura o ubicazione del pozzo, l'operatore presenta al Comitato il piano interno di risposta alle emergenze modificato, a corredo della comunicazione di operazioni di pozzo. 3. Se un impianto non destinato alla produzione deve essere usato per effettuare operazioni combinate, il piano interno di risposta alle emergenze è modificato per farvi rientrare le operazioni combinate e presentato al Comitato, a corredo della pertinente comunicazione di operazioni combinate. L'operatore è tenuto a predisporre un piano interno di risposta alle emergenze, che deve essere presentato al Comitato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera g.

Art. 28 comma 3: Il piano interno di risposta alle emergenze è redatto conforme all'allegato I, paragrafo 10. Tale piano e i relativi aggiornamenti sono presentati al Comitato a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera g), e comunicati al Capo di compartimento Marittimo competente per la preparazione dei piani operativi di pronto intervento locali di cui all'articolo 11 della legge 31 dicembre 1982, n. 979.

ALLEGATO 1 paragrafo 10: INFORMAZIONI DA FORNIRE NEL PIANO INTERNO DI RISPOSTA ALLE EMERGENZE

[...] contiene almeno le seguenti informazioni:

- 1) nome o funzione delle persone autorizzate ad attivare le procedure di risposta alle emergenze e della persona che dirige la risposta all'emergenza interna;
- 2) nome o funzione della persona incaricata del collegamento con la o le autorità responsabili del piano esterno di risposta alle emergenze;
- 3) descrizione di tutte le condizioni o tutti gli eventi prevedibili che possono causare un incidente grave, come illustrato nella relazione sui grandi rischi alla quale è allegato il piano;
- 4) descrizione delle azioni che saranno intraprese per controllare le condizioni o gli eventi che potrebbero causare un incidente grave e per limitarne le conseguenze;
- 5) una descrizione delle attrezzature e risorse disponibili, comprese le attrezzature atte a contenere le potenziali fuoriuscite;
- 6) misure atte a limitare i pericoli per le persone presenti sull'impianto e per l'ambiente, compresi le modalità di allarme e i comportamenti che le persone devono osservare al momento dell'allarme;
- 7) in caso di operazioni combinate, le misure per coordinare l'abbandono, l'evacuazione e il soccorso tra gli impianti interessati, per garantire buone prospettive di sopravvivenza per le persone che si trovano sugli impianti durante un incidente grave;
- 8) **una stima dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di petrolio.** Tra le condizioni ambientali da considerare nell'analisi dell'intervento figurano: *a) fattori meteorologici, tra cui vento, visibilità precipitazioni e temperatura; b) situazione del mare, maree e correnti marine; c) presenza di ghiaccio e detriti; d) ore di luce solare; e) altre condizioni ambientali note suscettibili di influire sull'efficienza delle attrezzature di intervento o sull'efficacia generale di un intervento di risposta all'emergenza;*
- 9) le disposizioni per avvisare tempestivamente dell'incidente grave l'autorità o le autorità incaricate di attivare il piano esterno di risposta alle emergenze, il tipo di informazioni da fornire immediatamente e le misure per la comunicazione di informazioni più dettagliate non appena esse divengono disponibili;
- 10) le misure adottate per formare il personale alle mansioni che sarà chiamato a svolgere e, se del caso, il coordinamento con i soccorritori esterni;
- 11) le misure per coordinare la risposta di emergenza interna con la risposta di emergenza esterna;
- 12) le valutazioni preventive sulle sostanze chimiche utilizzabili come disperdenti, autorizzate ai sensi della normativa vigente.

Art.11 comma 2: *I documenti che devono essere presentati a norma del comma 1, lettere a), b), d) e g), sono inclusi nella relazione sui grandi rischi di cui al comma 1, lettera e) [...]*

Art.11 comma 7: *La relazione sui grandi rischi richiesta a norma del comma 1, lettera e), è presentata al Comitato entro il termine da esso stabilito e comunque prima del previsto avvio delle operazioni. **Il Comitato si esprime entro i successivi 30 giorni.***

Nota: *In funzione del DPCM del 27-09-2016, una copia di ogni RGR viene inviata al Comitato, al Comitato Periferico specifico, alla Direzione Generale DGS-UNMIG e alla Sezione UNMIG di riferimento (con i cd per tutti gli enti presenti nei Comitati).*

Art. 15 Comunicazione di operazioni di pozzo e relative informazioni

Art.15 comma 1: L'operatore che deve effettuare operazioni di pozzo predispone la **comunicazione** che deve essere presentata, a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera h), al Comitato nel termine da esso stabilito e comunque prima dell'avvio dell'operazione di pozzo. Tale comunicazione di operazioni di pozzo, contiene **informazioni dettagliate sul progetto del pozzo e le operazioni di pozzo proposte a norma dell'allegato I, paragrafo 4**. Ciò include un'analisi dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi.

Art.15 comma 2: L'UNMIG esamina la comunicazione entro 30 giorni e, se lo ritiene necessario, prima dell'inizio delle operazioni di pozzo prende le misure adeguate, che possono includere il divieto di avviare l'operazione.

Art.15 comma 3: Le modifiche sostanziali della comunicazione di operazioni di pozzo adeguata alle nuove condizioni previste dall'articolo 17, comma 4, lettera b), è preparata e pianificata dall'operatore con la collaborazione del verificatore indipendente.

Art.15 comma 4: L'operatore informa immediatamente il Comitato di qualsiasi modifica sostanziale della comunicazione presentata in merito a operazioni di pozzo. L'UNMIG esamina le modifiche e, se lo ritiene necessario, prende le misure appropriate.

Art.15 comma 5: L'operatore presenta le relazioni periodiche inerenti le operazioni di pozzo al Comitato conformemente a quanto previsto dall'allegato II. Le relazioni sono presentate a intervalli di una settimana a partire dal giorno di inizio delle operazioni di pozzo.

ALLEGATO 1 paragrafo 4: INFORMAZIONI DA PRESENTARE NELLA COMUNICAZIONE DI OPERAZIONI DI POZZO

[...] devono contenere almeno le seguenti informazioni:

- 1) nome e indirizzo dell'operatore del pozzo;
- 2) nome dell'impianto che sarà utilizzato e il nome e l'indirizzo del proprietario;
- 3) informazioni dettagliate che identificano il pozzo ed eventuali collegamenti con impianti e infrastrutture a esso collegati;
- 4) informazioni sul **programma di lavoro delle operazioni di pozzo**, compresi il periodo delle operazioni, informazioni dettagliate e verifica riguardo alle barriere per evitare la perdita di controllo del pozzo (attrezzature, fluidi di perforazione, cemento ecc.), controllo direzionale del percorso del pozzo e limitazioni delle operazioni sicure in linea con la gestione del rischio;
- 5) in caso di operazioni su pozzo già esistente, informazioni relative alla sua storia e alle sue condizioni;
- 6) **eventuali dettagli concernenti le attrezzature di sicurezza da impiegare non descritte nella relazione sui grandi rischi relativa all'impianto;**
- 7) **valutazione del rischio** che contiene una descrizione:

- a) dei rischi particolari associati all'operazione di pozzo, incluse le limitazioni di ordine ambientale, meteorologico o in materia di fondali marini per quanto riguarda la sicurezza delle operazioni;
- b) dei pericoli che si originano nel sottosuolo;
- c) di tutte le operazioni di superficie o sottomarine che introducono potenziali grandi rischi simultanei;
- d) di misure di controllo adeguate;
- 8) descrizione della configurazione del pozzo al termine delle operazioni, vale a dire se sarà abbandonato permanentemente o temporaneamente e se sono state introdotte nel pozzo attrezzature di produzione per l'uso futuro;
- 9) in caso di modifica di una comunicazione di operazioni di pozzo presentata in precedenza, dettagli sufficienti per aggiornare completamente la comunicazione stessa;
- 10) nei casi in cui si debba costruire o modificare un pozzo o procedere alla sua **manutenzione per mezzo di un impianto non destinato alla produzione**, le seguenti informazioni aggiuntive:
- a) descrizione delle limitazioni ambientali, meteorologiche e in materia di fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni e modalità di individuazione dei rischi relativi a pericoli collegati ai fondali e all'ambiente marino, come la presenza di condutture e ormeggi di impianti adiacenti;
- b) descrizione delle condizioni ambientali prese in considerazione nell'ambito del piano interno di risposta alle emergenze dell'impianto;
- c) descrizione dei sistemi di risposta in caso di emergenza, compresi i sistemi di risposta in caso di incidente ambientale non descritti nella relazione sui grandi rischi;
- d) descrizione del modo in cui devono essere coordinati i sistemi di gestione dell'operatore del pozzo e del proprietario al fine di garantire in qualsiasi momento il controllo efficace dei grandi rischi;
- 11) **relazione contenente i risultati del controllo indipendente** di cui all'art. 17, corredato di una **dichiarazione dell'operatore** secondo cui, dopo aver esaminato la relazione e i risultati del controllo effettuato dal verificatore indipendente, **la gestione del rischio in relazione alla progettazione del pozzo e alle relative barriere in caso di perdita del controllo è adeguata per tutte le condizioni e circostanze previste**;
- 12) informazioni pertinenti alla presente direttiva, ottenute in applicazione dei requisiti per la prevenzione di incidenti gravi di cui al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624;
- 13) riguardo alle operazioni di pozzo che saranno effettuate, qualsiasi informazione relativa alla prevenzione di incidenti gravi che si traducono in danni significativi o gravi all'ambiente, come richiesto dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e in accordo ai requisiti della presente direttiva.

Art. 16 Comunicazione di operazioni combinate

Art.16 comma 1: *L'operatore che deve effettuare un'operazione combinata presenta la comunicazione a norma dell'articolo 11, comma 1, lettera i), al Comitato nel termine da esso stabilito e comunque prima dell'avvio dell'operazione combinata. Tale comunicazione di operazione combinata contiene le informazioni specificate nell'allegato I, paragrafo 7.*

Art.16 comma 2: *L'UNMIG esamina la comunicazione e, se lo ritiene necessario, prima dell'inizio delle operazioni combinate, adotta misure adeguate che possono includere il divieto di avviare l'operazione.*

L'UNMIG risponde alla comunicazione di operazioni combinate entro 30 giorni e le sue osservazioni sono prese in considerazione nella relazione sui grandi rischi.

Art.16 comma 3: L'operatore che ha presentato la comunicazione informa tempestivamente il Comitato di qualsiasi modifica sostanziale della comunicazione presentata. L'UNMIG esamina le modifiche e, se lo ritiene necessario, adotta le misure appropriate.

ALLEGATO 1 paragrafo 7: INFORMAZIONI DA PRESENTARE IN UNA COMUNICAZIONE DI OPERAZIONI COMBinate

[...] devono contenere almeno le seguenti informazioni:

- 1) nome e indirizzo dell'operatore che presenta la comunicazione;
- 2) nel caso in cui **altri operatori o proprietari siano coinvolti nelle operazioni combinate**, i loro nomi e indirizzi, nonché la conferma che essi concordano con il contenuto della comunicazione;
- 3) descrizione, sotto forma di documento riepilogativo autorizzato da tutte le parti in questione, delle **modalità di coordinamento dei sistemi di gestione degli impianti coinvolti** nell'operazione combinata, al fine di ridurre a un livello accettabile il rischio di incidente grave;
- 4) descrizione degli impianti o attrezzature da utilizzare per le operazioni combinate, non descritti nella relazione sui grandi rischi per qualsiasi impianto coinvolto nelle operazioni combinate;
- 5) **sintesi della valutazione del rischio effettuata da tutti gli operatori e proprietari coinvolti** nelle operazioni combinate, che comprende:
 - a) una descrizione di eventuali operazioni effettuate durante l'operazione combinata che hanno il potenziale di causare un incidente grave nell'impianto o in relazione allo stesso;
 - b) una descrizione di eventuali misure di controllo del rischio introdotte a seguito della valutazione del rischio;
 - 6) una descrizione dell'operazione combinata e un programma di lavoro.

Art. 19 - Prevenzione degli incidenti gravi da parte degli operatori:

Art. 19 comma 7: La Gli operatori predispongono e conservano un inventario completo delle attrezzature per gli interventi di emergenza pertinenti alle loro attività in mare nel settore degli idrocarburi (vedi Par. 7.10).

Art. 19 comma 10: Qualora l'attività svolta rappresenti un pericolo immediato per la salute umana o accresca significativamente il rischio di un incidente grave, l'operatore adotta misure adeguate, che possono includere, se ritenuto necessario, la sospensione dell'attività finché il pericolo o il rischio sia adeguatamente sotto controllo. L'operatore comunica al Comitato, tempestivamente e comunque entro ventiquattro ore dall'adozione le misure adottate, accompagnate da una relazione.

*Art. 19 comma 11: L'operatore predispone procedure e/o mezzi tecnici adeguati al fine di garantire un affidabile raccolta e registrazione dei dati pertinenti alla perforazione e alla sicurezza delle operazioni e dell'impianto, e ad impedirne manipolazioni. L'operatore, inoltre, **predispone un sistema di registrazione informatica che garantisce l'integrità, la disponibilità e il non ripudio dei dati**, nel rispetto dei principi di*

riservatezza e responsabilità del dato, in ogni condizione, dei dati relativi ai parametri tecnici di perforazione e di controllo del fango del pozzo, e di altri parametri come disposto dal Comitato, con misure almeno analoghe da quanto previsto dall'articolo 50-bis, comma 3, lettera a), del codice dell'amministrazione digitale di cui al decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82 e successive modificazioni. I dati comunque raccolti e registrati sono resi disponibili per le verifiche del Comitato e della sezione UNMIG competente per il territorio, anche ai fini della tutela dell'ambiente marino (**vedi Par. 8.1**).

Art. 23 - Condivisione delle informazioni:

Art. 23 comma 1: Gli operatori forniscono al Comitato almeno le informazioni di cui [all'allegato IX](#).

ALLEGATO IX: CONDIVISIONE DI INFORMAZIONI E TRASPARENZA

[...]

2) Le informazioni che il Comitato, gli operatori e i proprietari devono condividere riguardano tra l'altro:

- a) l'emissione accidentale di petrolio, gas o altre sostanze pericolose, infiammante o non infiammante;
- b) la perdita di controllo dei pozzi che richiede l'attivazione di apparecchiature di controllo degli stessi, o il guasto della barriera di un pozzo che richiede la sua sostituzione o riparazione;
- c) il guasto di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente;
- d) la significativa perdita di integrità strutturale, o perdita di protezione contro gli effetti di un incendio o un'esplosione, o perdita della stazionarietà in relazione a un impianto mobile;
- e) imbarcazioni in rotta di collisione e collisioni effettive di navi con un impianto in mare;
- f) incidenti che coinvolgono elicotteri, sull'impianto in mare o nelle sue vicinanze;
- g) tutti gli incidenti fatali;
- h) tutte le lesioni gravi a cinque o più persone nello stesso incidente;
- i) le evacuazioni di personale;
- l) un incidente ambientale grave.

3) **Le relazioni annuali che devono essere presentate a norma [dell'art. 25](#) contengono almeno le informazioni seguenti:**

- a) numero, età e ubicazione degli impianti;
- b) numero e tipo di controlli e indagini effettuati, eventuali interventi di applicazione delle norme o condanne;
- c) dati relativi agli incidenti conformemente al sistema comune di notifica di cui all'art. 23;
- d) eventuali modifiche significative nel quadro normativo sulle attività in mare;
- e) le prestazioni delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi in relazione alla prevenzione di incidenti gravi e limitazione delle conseguenze di incidenti gravi che si verificano.

[...]

6) Al fine di soddisfare le prescrizioni di cui all'art. 24, si predispongono un formato semplificato che facilita la pubblicazione dei dati pertinenti a norma del paragrafo 2 del presente allegato e la preparazione delle relazioni a norma dell'art. 25 in un modo facilmente accessibile al pubblico e che semplifica il confronto transfrontaliero dei dati.

Art. 24 – Trasparenza: Il Comitato mette a disposizione del pubblico le informazioni di cui [all'allegato IX](#).

Il Comitato utilizza il formato comune di pubblicazione stabilito dalla Commissione europea secondo le proprie procedure e nell'ambito dei propri poteri di cui al regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione, del 13 ottobre 2014.

***Art. 25 – Relazioni sulla Sicurezza:** Il Comitato presenta alla Commissione una relazione annuale contenente le informazioni di cui [all'allegato IX, punto 3.](#)*

SECONDA PARTE

3. POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Edison S.p.A. adotta principalmente n.4 Politiche per l’Ambiente, la Salute e la Sicurezza applicate ai diversi livelli dell’Organizzazione Aziendale, i cui principi sono allineati alle Politiche di gruppo EDF:

- una Politica comune a tutte le Divisioni ed alle società controllate;
- una Politica specifica per la Divisione E&P applicabile al contesto nazionale ed internazionale nell’ambito della ricerca e Produzione di Idrocarburi;
- Una Politica Salute Sicurezza e Ambiente della E&P Operations Southern Europe Dept – Distretti Operativi Italia;
- una Politica di Prevenzione degli incidenti Gravi, che risponde ai requisiti del Decreto Legislativo 145/2015 che a sua volta recepisce la Direttiva Europea n.30 del 2013 sulla “sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi”.

In generale, gli impegni principali di Edison vengono riepilogati all’interno di tutte le sue politiche e possono essere riassunti in:

- Rispetto delle disposizioni vigenti e applicabili;
- Sviluppo sostenibile, valorizzazione delle persone, dialogo trasparente con tutti gli stakeholders;
- Impegno costante nella promozione della cultura della salute e sicurezza sui luoghi di lavoro e minimizzazione degli impatti ambientali;
- Commitment del Management e dialogo con le Autorità e Comunità Locali;
- Coinvolgimento dei fornitori e partners sugli aspetti di salute, sicurezza e ambiente;
- Costante identificazione e adozione di principi e best practices internazionali;
- Promozione dell’applicazione efficace dei Sistemi di Gestione Salute Sicurezza e Ambiente;
- Formazione continua trasversale a tutti i livelli aziendali;
- Mantenimento di un robusto e strutturato processo di valutazione dei rischi per le tematiche di Salute, Sicurezza e Ambiente;

La Divisione E&P Edison S.p.A. attua e monitora l’efficacia della “Politica di prevenzione degli incidenti gravi” tramite l’applicazione di un Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza Certificato.

La suddetta “Politica di prevenzione degli incidenti gravi” contiene le informazioni specificate nell’allegato I, paragrafo 8 del Decreto 145/2015, che di seguito vengono brevemente riepilogate:

1) la responsabilità a livello di consiglio di amministrazione di assicurare, su base continuativa, che la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi è adeguata, attuata e operativa nel modo previsto;

2) misure per costruire e mantenere una solida cultura della sicurezza che prevede un’elevata probabilità di operazioni sicure in modo continuativo;

- 3) il perimetro, la frequenza e il livello di dettaglio dei controlli sui processi;
- 4) misure per premiare e riconoscere comportamenti desiderati;
- 5) la valutazione delle risorse e degli obiettivi dell'impresa;
- 6) misure intese al mantenimento di standard di sicurezza e protezione dell'ambiente come valore aziendale fondamentale;
- 7) sistemi formali di comando e controllo che includono i membri del consiglio di amministrazione e l'alta dirigenza dell'impresa;
- 8) l'approccio in materia di competenza a tutti i livelli dell'azienda;
- 9) la misura in cui i punti da 1) a 8) sono applicati nelle operazioni in mare dell'azienda nel settore degli idrocarburi condotte al di fuori dell'Unione europea.

Il comma 1, allegato I, paragrafo 8 del Decreto 145/2015 prevede che la responsabilità del controllo dell'attuazione della "Politica di prevenzione degli incidenti gravi" sia attribuita al CdA.

Al fine di "assicurare il controllo, su base continuativa", "che la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi sia adeguata, attuata e operativa nel modo previsto", tutti i processi aziendali menzionati nelle Politiche vengono periodicamente sottoposti a verifiche da parte della funzione "Internal Audit" che risponde direttamente al CdA. Per facilità di lettura, di seguito viene riportato l'Organigramma Aziendale:

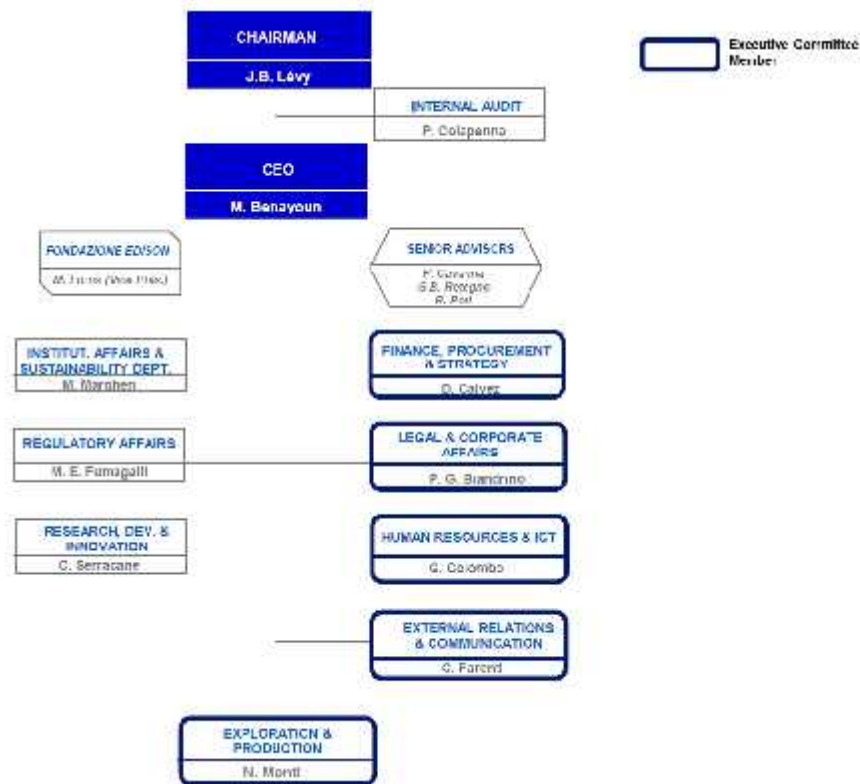


Figura 1 - Organigramma Aziendale

Si rimanda in Allegato 1 per la lettura della Politica E&P e la Politica sui Grandi Rischi.

4. REDAZIONE DELLE RGR

4.1. Elementi per la redazione delle Relazioni Grandi Rischi

La presentazione della Relazione Grandi Rischi (RGR) per ciascuna installazione che svolga operazioni in mare nel settore degli idrocarburi deve avvenire entro il 19/07/2018 per gli impianti esistenti.

Il Decreto fornisce le indicazioni per la redazione della relazione. In particolare è richiesta:

- descrizione dell'impianto, delle operazioni condotte sull'installazione, dei sistemi di prevenzione degli incidenti e di gestione delle emergenze,
- la “*dimostrazione che tutti i grandi rischi sono stati individuati e, che sono state valutate le conseguenze e le probabilità che si verificano, incluse le limitazioni di ordine ambientale e meteorologico o legate alle caratteristiche dei fondali marini per quanto riguarda la conduzione sicura delle operazioni, e che le relative misure di controllo, compresi gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente associati, siano adeguate al fine di ridurre a un livello accettabile il rischio di un incidente grave; la dimostrazione include una valutazione dell'efficacia di intervento in caso di fuoriuscita di petrolio*” ed ancora “*la valutazione dei potenziali effetti sull'ambiente identificati derivanti dalla perdita di contenimento delle sostanze inquinanti dovuta ad un incidente grave.*”

4.2. Tipologia di analisi svolta

Per definire la tipologia di analisi da svolgere si è proceduto facendo riferimento a quanto riportato nelle Linee Guida secondo lo schema riportato:



Figura 2 – Scelta della tipologia di analisi

La tabella successiva riassume la tipologia di analisi per ciascuna piattaforma/FSO:

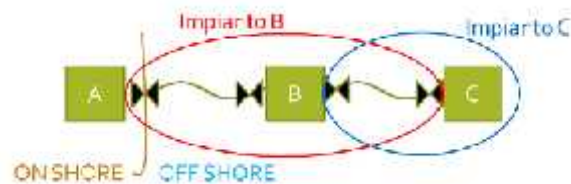
Distretto Operativo Siracusa		Distretto Operativo Sambuceto		
<u>Campo Vega (olio):</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma Vega A ▪ FSO Leonis 		<u>Campo Rospo Mare (Olio)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma RSM A ▪ Piattaforma RSM B ▪ Piattaforma RSM C ▪ FSO Alba Marina 		<u>Campo Santo Stefano Mare (gas)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma SSM 1/9 ▪ Piattaforma SSM 101 ▪ Piattaforma SSM 3/7 ▪ Piattaforma SSM 8 bis ▪ Piattaforma SSM 4
Distretto Operativo Sambuceto				
<u>Campo San Giorgio Mare (gas)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma SGM 3 ▪ Piattaforma SGM 6 ▪ Piattaforma SGM C (manifold) 		<u>Campo Vongola Mare (gas)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma VGM 1 		<u>Campo Sarago Mare (olio)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piattaforma Sarago 1 ▪ Piattaforma Sarago A
Analisi di tipo semplificato				
Analisi di tipo medio				
Analisi di tipo medio con alcuni elementi di quella dettagliata				

Tabella 2 – Tipologia di analisi per gli impianti Edison

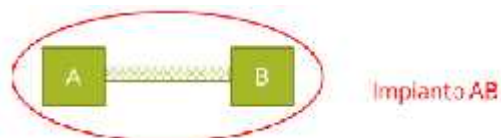
4.3. Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti

Le RGR vengono redatte in funzione della schematizzazione di cui sotto:

Piattaforma con sea-line afferenti:



Unica RGR per due piattaforme collegate da un ponte (e sea-line connesse):



E' inoltre possibile redigere una unica RGR per gruppi di piattaforme, secondo quanto riportato nelle Linee Guida emesse dal Comitato.

Di seguito sono riportati i Campi soggetti alle prescrizioni del Decreto Legislativo e i relativi raggruppamenti, proposti al Comitato secondo quanto definito al **comma 5, art. 9 del DPCM del 27 settembre 2016**:

Titolo minerario	Piattaforma / Unità galleggiante FSO	Centrale/FSO	Raggruppamento in RGR	Note
C.C 6.EO	VEGA A	LEONIS (FSO)	RGR 1	Collegata all'unità galleggiante LEONIS
	LEONIS		RGR 2	L'unità galleggiante (Floating Storage Offloading) LEONIS, di supporto alla piattaforma VEGA A, è trattata singolarmente
B.C 8.LF	ROSPO MARE A	ALBA MARINA (FSO)	RGR 3	La piattaforma Rospo Mare B è collegata direttamente all'unità galleggiante Alba Marina e raccorda ad essa le piattaforme Rospo Mare A e Rospo Mare C
	ROSPO MARE B			
	ROSPO MARE C			
	ALBA MARINA		RGR 4	L'unità galleggiante (Floating Storage Offloading) ALBA MARINA, di supporto alle piattaforme Rospo Mare A, Rospo Mare B e Rospo Mare C, è trattata singolarmente
B.C 1.LF	SANTO STEFANO MARE 1/9	SANTO STEFANO MARE	RGR 5	Collegata direttamente alla Centrale Santo Stefano Mare
	SANTO STEFANO MARE 101		RGR 6	La piattaforma Santo Stefano Mare 3/7 è collegata direttamente alla Centrale Santo Stefano Mare e raccorda ad essa le piattaforme Santo Stefano Mare 101 e Santo Stefano Mare 8 bis
	SANTO STEFANO MARE 3/7			
	SANTO STEFANO MARE 8 bis			
SANTO STEFANO MARE 4	RGR 7	Collegata direttamente alla Centrale Santo Stefano Mare		
B.C 2.LF	SAN GIORGIO MARE 3	SAN GIORGIO MARE	RGR 8	La piattaforma San Giorgio Mare C è Collegata direttamente alla Centrale San Giorgio Mare e raccorda ad essa anche le piattaforme San Giorgio Mare 3 e San Giorgio Mare 6
	SAN GIORGIO MARE 6			
	SAN GIORGIO MARE C			
B.C 7.LF	VONGOLA MARE 1		RGR 9	Collegata direttamente alla Centrale San Giorgio Mare
	SARAGO MARE 1	MARIA A MARE	RGR 10	La piattaforma Sarago Mare A è collegata direttamente alla Centrale Maria a Mare e raccorda ad essa la piattaforma Sarago Mare 1
	SARAGO MARE A			

Tabella 3 – RGR impianti e eventuali raggruppamenti

4.4. Fasi dell'analisi svolta

1. Raccolta, verifica ed analisi della documentazione e dei dati puntuali richiesti sia per la redazione delle parti descrittive ed amministrative di una RGR che per le attività di valutazione del rischio con la scelta di un Contractor esterno adeguatamente scelto per competenze e esperienza pregressa;
2. Esecuzione HAZID con il coinvolgimento del personale operativo Edison;
3. Caratterizzazione ambientale dell'area potenzialmente impattata;
4. Analisi delle frequenze di accadimento. Suddivisa nelle seguenti sotto fasi:
 - a) Analisi frequenze incidentali (in assenza di barriere);
 - b) Analisi barriere Prevenzione e Protezione;
 - c) Analisi frequenze finali con tecnica Bow-Ties;
5. Analisi delle conseguenze;
6. Valutazione dei rischi agli operatori;
7. Analisi delle conseguenze associate ad impatti ambientali;
8. Valutazione del rischio ambientale;
9. Dimostrazione progettazione ALARP (solo in presenza di situazione di rischio in area ALARP);
10. Identificazione e caratterizzazione degli Elementi Critici per la Sicurezza e per l'Ambiente (SECE);
11. Scelta del Verificatore Indipendente secondo i requisiti della normativa vigente;
12. Consegna al V.I. dei contenuti di cui al punto 10 e successiva attività di verifica.
13. Redazione della RGR;
14. Invio della RGR entro i termini previsti.

5. SCELTA DEL VERIFICATORE INDIPENDENTE

5.1. I sistemi di verifica indipendente

L'attività di verifica, richiesta nel DLgs 145/15, art. 11 comma 1 lettera d) ed in conformità all'art. 17, consiste nell'esame puntuale e rigoroso di tutta la documentazione sviluppata per ciascun progetto.

Le informazioni, quindi, inserite sono coerenti con quanto richiesto e in particolar modo rispondono ai dettami dell'**Allegato 1 paragrafo 5** in merito alle informazioni presenti, nonché all'**Allegato V** per quanto concerne i criteri di scelta del Verificatore Indipendente.

Contestualmente alla redazione della RGR, il DLgs 145/15 richiede di effettuare l'identificazione e la caratterizzazione degli elementi critici per la sicurezza e per l'ambiente. Tale documento deve essere sottoposto, insieme alla RGR ad opportuno ente terzo di verifica che ne deve accertare l'adeguatezza.

Le tipologie di Elementi Critici per la Sicurezza e per l'Ambiente (SECE) si riferiscono a tutti quegli elementi il cui scopo è *“impedire o limitare le conseguenze di un incidente grave o il cui guasto potrebbe causare un incidente grave o contribuirvi sostanzialmente”*.

P. Prevenzione dei pericoli

C. Individuazione e controllo dei pericoli

M. Mitigazione dei pericoli

E. Evacuazione, fuga e salvataggio



Figura 3 – Categorie dei SECE

L'adozione di un sistema di verifica indipendente ha lo scopo di:

- Per quanto concerne gli impianti, per offrire una garanzia indipendente che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente identificati nella valutazione del rischio, come descritti nella relazione sui grandi rischi, sono adeguati e che il programma di esami e collaudi degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente è adeguato, aggiornato e in esercizio come previsto;
- Per quanto concerne le comunicazioni di operazioni di pozzo, per offrire una garanzia indipendente che la progettazione dei pozzi e le relative misure di controllo sono adeguate in ogni momento alle condizioni previste per i pozzi.

5.2. Criteri adottati per la scelta del V.I.

5.2.1. Criteri di indipendenza

- Il verificatore indipendente deve essere dotato di sufficiente autorità affinché possa svolgere le proprie funzioni in modo efficace;

- Le mansioni non comportano al verificatore indipendente di considerare uno qualsiasi degli aspetti di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente di un impianto o di un pozzo o di un progetto di pozzo nel quale la sua obiettività potrebbe essere compromessa o nei casi in cui lo stesso verificatore sia stato coinvolto prima dell'attività di verifica;
- Il verificatore deve essere sufficientemente indipendente da un sistema di gestione nel quale ha o ha avuto una qualsivoglia responsabilità su un qualsiasi aspetto di un componente oggetto del sistema indipendente o di esame del pozzo in modo tale da garantire l'obiettività nello svolgimento delle sue funzioni all'interno del sistema di verifica indipendente.

5.2.2. Competenze tecniche e organizzative

- Il verificatore indipendente deve avere adeguata competenza tecnica, ivi inclusa, ove necessario, personale consistenza adeguata e qualificata esperienza ed in numero adeguato;
- Le mansioni, all'interno del sistema di verifica indipendente, devono essere opportunamente assegnate da parte del verificatore indipendente a personale qualificato per la loro esecuzione;

5.2.3. Flusso di informazioni

- Devono essere poste in essere disposizioni adeguate in merito al flusso di informazioni fra l'operatore, il proprietario e il verificatore indipendente;
- Le modifiche sostanziali sono comunicate al verificatore indipendente per verifiche aggiuntive in ossequio a quanto previsto dal sistema di verifica indipendente, e i risultati di tali verifiche aggiuntive sono comunicati, su richiesta, al Comitato.

5.3. Scelta del V.I.

Edison ha assegnato al **RINA** il compito di svolgere l'attività di Verificatore Indipendente. Il RINA opera infatti nei settori Energy, Marine, Certification, Transport & Infrastructure e Industry e vanta più di 30.000 km di pipeline ispezionate e supervisionate, più di 250 piattaforme certificate e riqualficate, più di 100 progetti LNG, più di 5.600 classificazioni di navi, e così via dicendo. E', dunque, un player importante e affidabile per lo svolgimento di un compito particolarmente delicato e strategico nell'ottica di garantire elevati standard di sicurezza nello svolgimento delle attività in mare.

5.4. Metodologia nella RGR

A livello metodologico, per ogni elemento critico per la sicurezza e per l'ambiente (SECE) viene sviluppata una specifica scheda di verifica. La struttura di tali schede prevede l'applicazione della metodologia FARSI (in italiano FADSI) (Funzionalità, Affidabilità, Disponibilità, Sopravvivenza/ Continuità di Servizio, Indipendenza) mediante il quale si valutano aspetti legati rispettivamente alle specifiche funzionali degli elementi (F), ai programmi di manutenzione (A), ai programmi di test periodici (D), alla capacità di mantenere attiva la risposta richiesta (intervento) anche in caso di incidente, guasto o modifica impiantistica (S) nonché alla verifica dell'indipendenza di questa risposta dal funzionamento di altre barriere (I).

Sezione 1. Dati generali

N. Scheda	Nome SECE	Categoria				Breve descrizione	Obiettivo	Ambito di applicazione
1	Emergency Shut Down (ESD)	P	C	M	E	Il SECE è composto dai: valvole di sezionamento, sistemi di controllo/blocco del processo	Isolamento sicuro ed effettivo degli apparecchi nelle condizioni di anomalia di processo	Il sistema interessa l'intera PTF (area pozzi, collettori, travi A/R/test)

Sezione 2. Performance criteria – FARSI

F Funzionalità		A / R Disponibilità / Affidabilità				S Sopravvivenza	I Indipendenza
Funzione	Criterio	Attività minime di garanzia	Misure di garanzia	Frequenza di verifica	Riferimenti attività minime di garanzia	Criteri di sopravvivenza	Criteri dipendenza/ indipendenza
Il blocco del processo deve avvenire attraverso una logica strumentata e adeguatamente progettata	API RP 14 C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms	Sono definiti un piano adeguato di test del sistema ed una programmazione adeguata delle manutenzioni	Il Piano di Manutenzione descrive le misure di verifica adottate per il controllo dell'affidabilità di sponibilità del SECE	La frequenza delle verifiche è stabilita dal Piano di Manutenzione	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries. Requirements and guidelines Specifiche del fornitore sulle attività di test e manutenzione	Le valvole di blocco devono essere resistenti al fuoco	Interazioni interne: Sistema P&ID, Sistema rilevazione gas tossici
Tutte le valvole SDV devono porsi in caso di questo in	ISO 13702 Petroleum and natural gas industries. Requirements and						

Figura 4 – Esempio scheda di verifica dei SECE

La verifica indipendente richiesta a RINA è quindi impostata secondo un'attività che include in primis l'esame delle RGR, al fine di accertare che siano analizzate le caratteristiche e le prestazioni rilevanti, ai fini della sicurezza, degli impianti in progetto e in esercizio, fornendo un processo razionale e condiviso per l'identificazione e la gestione sistematica degli elementi critici.

5.5. Sistema di verifica e RGR

In ogni RGR sarà presente:

- 🔧 Una dichiarazione firmata dal Titolare, redatta dopo aver esaminato la relazione del verificatore indipendente, secondo cui l'elenco degli elementi critici per la sicurezza e il programma di manutenzione degli stessi, quali riportati nella relazione sui grandi rischi, sono o saranno adeguati;
- 🔧 La descrizione dei mezzi per verificare che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente e qualsiasi impianto incluso nel sistema rimangano in buono stato e in buone condizioni di manutenzione (comprendente informazioni dettagliate relative ai principi che saranno applicati per lo svolgimento delle mansioni nel quadro del sistema di verifica e per il riesame periodico di tale sistema durante l'intero ciclo di vita dell'impianto.
- 🔧 descrizione degli esami e delle prove degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente
- 🔧 modalità di verifica della progettazione, degli standard, delle certificazioni o di altri sistemi di attestazione della conformità degli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente;
- 🔧 Modalità di esame delle attività in corso;
- 🔧 Modalità di comunicazione di eventuali casi di non conformità;
- 🔧 Modalità di attuazione delle azioni correttive da parte dell'operatore o del proprietario.

6. COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI

6.1. Premessa

Edison consulta i rappresentanti dei lavoratori (RLS) attraverso riunioni periodiche; in tali riunioni vengono analizzate le problematiche inerenti a:

- sicurezza e salute dei lavoratori;
- attività / programmi di formazione e informazione;
- individuazione di eventuali aree di miglioramento;
- disamina e condivisione dei Documenti di Valutazione del Rischio.

Ai sensi del D.Lgs. 81/08 viene convocata una riunione ex art. 35 del D.Lgs. 81/08, in cui si discutono in particolare gli aspetti relativi al DVR (documento di valutazione del rischio).

Nella medesima riunione o in riunioni separate viene svolto, almeno una volta all'anno, il Riesame della Direzione previsto per il Sistema di Gestione.

Per la discussione in merito ai Documenti di Sicurezza e Salute Coordinati (DSSC) predisposto in accordo al D.Lgs. 624/94, possono essere indette apposite riunioni qualora non si intenda affrontare la tematica nella riunione di cui all'ex art. 35 del D.Lgs. 81/08. I verbali sottoscritti da ogni partecipante, vengono archiviati a cura del Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione; rimangono disponibili per eventuali consultazioni da parte dei RLSA e, nei casi previsti, spediti all'Autorità di Vigilanza.

6.2. Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15

Con riferimento al coinvolgimento dei lavoratori sul tema specifico dei grandi rischi per le operazioni a mare:

- 🔗 Le RGR sono state redatte mediante il **coinvolgimento diretto dei tecnici che operano sugli impianti** oggetto delle specifiche RGR, in particolare per quanto concerne la fase di HAZID e quindi di individuazione dei pericoli.
- 🔗 Per quanto concerne le FSO si sottolinea che anche ***i tecnici/progettisti degli Armatori delle due navi sono stati coinvolti*** e hanno partecipato alle attività di HAZID.
- 🔗 gli ***RLS e/o altri lavoratori da loro indicati***, partecipano alla discussione sui contenuti delle RGR (ancora in bozza), fornendo prima dell'invio ufficiale del documento agli enti preposti, le proprie osservazioni.
- 🔗 Sono attive le forme di coinvolgimento dei lavoratori di cui al ***DM 05.07.2017***, recepite con l'accordo formale di consultazione tripartita firmato da Edison, Comitato e Rappresentanze sindacali in data 05.03.2018.
- 🔗 Per quanto riguarda il coinvolgimento dei ***lavoratori delle ditte appaltatrici***, si rimanda ai contenuti dei DSSC specifici in merito alle attività di formazione/informazione del personale delle ditte terze

in merito ai rischi/pericoli, che comprendono, tra l'altro, i briefing di sicurezza svolti prima dell'inizio dell'attività lavorativa sugli impianti.

Figure aziendali di riferimento per quanto concerne la Salute e Sicurezza dei lavoratori:

Titolare/Datore di Lavoro:

- Ing. G. Di Nardo;

Responsabili del Servizio Prevenzione e Protezione

- D.O. Siracusa: Riccardo Randieri
- D.O. Sambuceto: Tiziano Mincone

Medico Competente:

- D.O. Siracusa: Antonino Vasile
- D.O. Sambuceto: Dott.ssa Silvia Ninfa Pizzuti

Rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza:

- D.O. Siracusa: Salvatore La Delfa
- D.O. Sambuceto: Domenico Lanzino

Rappresentanti dell'Operatore per la consultazione tripartita:

Consultazione Ordinaria:

- Salvatore Bagnato, Cristiano Valiante;

Consultazione libera:

- D.O. Siracusa: Riccardo Randieri; Ettore Saluci
- D.O. Sambuceto: Tiziano Mincone; Salvatore Bagnato

7. GESTIONE DELLE EMERGENZE

7.1. Struttura della risposta alle emergenze

Il seguente diagramma illustra la pianificazione della risposta all'emergenza associata con la crescente gravità dell'emergenza. Partendo dal basso, qualora le risorse / mezzi disponibili non siano sufficienti a gestire l'emergenza, viene attivato il livello di emergenza successivo, fino a raggiungere il livello di massima allerta con la conseguente attivazione dello "stato di crisi".

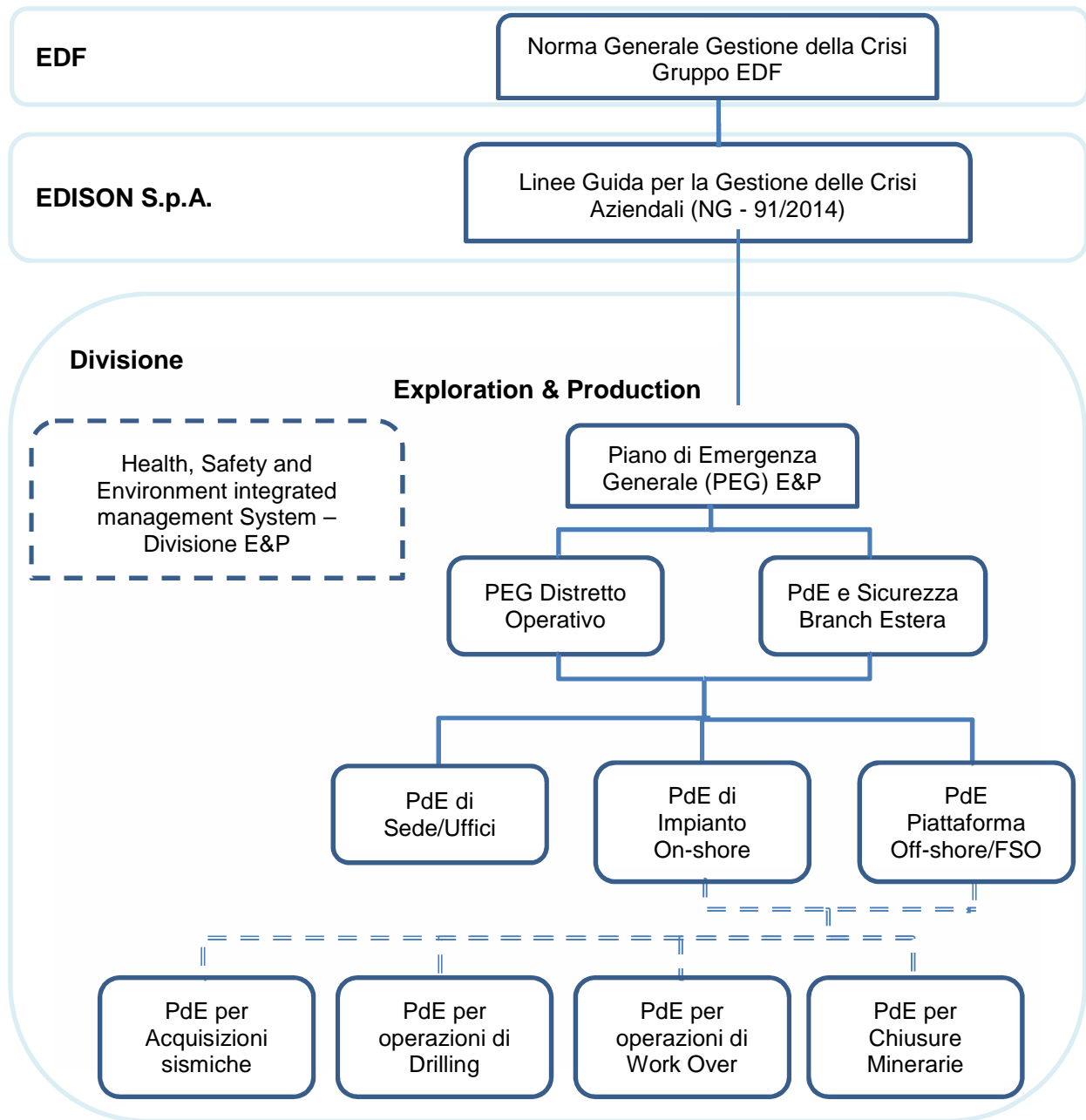


Figura 5 – Pianificazione della “Risposta alle emergenze”

7.2. Riesame

Ogni piano di emergenza deve essere riesaminato, nei seguenti casi:

- Ogni volta che si verifica un cambiamento (impiantistico/delle attività/del progetto etc.) significativo anche se a livello di organizzazione;
- Dopo il verificarsi di incidenti o situazioni di emergenza che devono essere sottoposti ad indagini ed analisi adeguate per prevenire il ripetersi di tali eventi.
- A seguito di variazioni normative che impattino sui contenuti dei singoli PdE.

7.3. Disponibilità

I piani di risposta alle emergenze devono essere sempre fruibili a tutte le parti interessate. Le parti interessate includono, a seconda delle situazioni individuate, ma non si limitano a:

- Tutto il personale della Divisione E&P di Edison;
- Appaltatori e subappaltatori;
- Partner;
- Servizi/organismi di emergenza esterni;
- Autorità governative e Pubbliche, se appropriato.

7.4. Formazione

Tutto il personale impegnato nelle attività di Edison - Divisione E&P, compreso il personale di appaltatori e subappaltatori, deve ricevere una formazione adeguata per rispondere alle situazioni di emergenza (qualsiasi sia il livello interessato – vedi Figura 1).

Tutti i visitatori, che si trovano sul luogo del progetto o del sito per la prima volta, devono ricevere una “induction” di sicurezza in linea con i risultati/scenari della valutazione del rischio.

Tutte le attività di formazione devono essere pianificate, eseguite e registrate.

7.5. Valutazione

L'efficacia del piano di emergenza deve essere valutata effettuando esercitazioni periodiche, che devono riguardare tutto il sistema di emergenza (ad esempio, devono essere anche intese a provare il coordinamento tra le squadre di emergenza interne ed i principali servizi/organismi di emergenza esterni ove applicabile).

7.6. Sintesi dei Piani di risposta nei vari livelli di emergenza

7.6.1. Norma Generale Edison 91-14 – Gestione delle crisi

La presente Norma Generale Edison e i suoi allegati (Allegato N°1 Manuale Gestione Crisi – Indicazioni operative) hanno lo scopo di definire le Linee Guida Edison per il coordinamento informativo, decisionale e di gestione operativa delle Crisi aziendali, con particolare riferimento a quelle determinate da incidenti rilevanti.

La Normativa è quindi finalizzata alla gestione di tutti quei casi in cui avvengano eventi non pianificabili, di qualsiasi natura, che, per tipologia o ampiezza d'impatto, per gravità reale o percepita oppure durata, richiedano interventi a tutela degli stakeholders interni ed esterni e/o compromettano o possano potenzialmente compromettere la capacità operativa e l'immagine di Edison.

La normativa si propone di disciplinare ruoli, responsabilità e modalità per garantire che la raccolta e la gestione delle informazioni ed il coordinamento decisionale ed operativo, per valutare e affrontare le Crisi aziendali, siano rapidi ed efficaci. La Normativa individua inoltre responsabilità e modalità per l'inserimento di Edison nell'analogo sistema di Gestione delle Crisi a livello di Gruppo EDF.

7.6.2. Piano di Emergenza Generale della Divisione E&P

Il Piano di Emergenza Generale della Divisione E&P della Edison S.p.A. ha lo scopo di definire le azioni da seguire nella gestione delle emergenze che si potrebbero manifestare a livello di distretto, sede, sito, facenti parte della Divisione *Exploration & Production*.

Tale piano recepisce le linee guida definite dalla Norma Generale n° 91 del luglio 2014 della Edison S.p.A. che riguarda il coordinamento informativo, decisionale e di gestione operativa delle Crisi aziendali generate da emergenze.

Il Piano Generale è finalizzato alla gestione operativa di tutte quelle emergenze determinate da eventi non pianificabili, di qualsiasi natura, che, per tipologia o ampiezza d’impatto, per gravità reale o percepita oppure durata, richiedano interventi a tutela dell’ambiente e delle persone che lavorano per Edison, delle comunità nelle quali Edison si inserisce e di tutti gli stakeholders coinvolti.

In particolare il Piano Generale, in accordo con la Norma Generale 91/2014 e le “*Health, Safety and Environment Integrated Management System Guidelines of the E&P Division*”, si propone di disciplinare ruoli, responsabilità e modalità operative della Divisione E&P da attuare nei diversi scenari di emergenza nonché di garantire che la raccolta e la gestione delle informazioni siano rapide ed efficaci, anche al fine di valutare e affrontare le Crisi aziendali, relative all’ambito HSE, che potrebbero coinvolgere la stessa Divisione E&P.

Il Piano costituisce l’anello di congiunzione tra i Piani di Emergenza di distretto, sede, sito e la Norma Generale 91/2014.

7.6.3. Piani di emergenza generale distretti operativi

Individuano, a livello distrettuale, l’organizzazione della risposta alle emergenze, definendo la struttura organizzativa, ruoli e responsabilità, gli scenari incidentali di riferimento, i contatti a vari livelli e tutte le altre informazioni indispensabili ad affrontare un evento incidentale di qualsiasi tipo.

Definisce in particolar modo i compiti di P.C.O. (posto di comando operativo) per l’intervento immediato in situ e del P.C.E. (posto di comando emergenze) per la gestione di emergenze più importanti che richiedano l’intervento di mezzi aggiuntivi rispetto a quelli disponibili sul posto.

7.6.4. Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP

A livello locale costituiscono i Piani di Emergenza che definiscono nell’immediato le modalità di risposta all’emergenze mediante l’utilizzo dei dispositivi individuati preventivamente e ritenuti idonei, ben definite procedure di intervento, di informazione/comunicazione con la linea gerarchica, etc..

In particolare gli “OPEP” (Oil Pollution Emergency Plan) costituiscono i Piani Specifici antinquinamento definiti per i campi off-shore operati da Edison mentre i “SOPEP” - Shipboard Oil Pollution Emergency Plan sono specifici per le FSO in linea con quanto definito dalla convenzione internazionale di prevenzione dell’inquinamento da navi (MARPOL 73/78), convocata dall’International Maritime Organization (I.M.O).

7.7. Livelli di emergenza, flusso di comunicazione, struttura e ruoli

7.7.1. Flow chart della Risposta alle emergenze

Di seguito si riporta il flow chart che sintetizza l’iter di comunicazione/gestione dell’emergenza, partendo dal basso (distretto, Paese, sede, ...) fino ad arrivare alla gestione della comunicazione con i media da parte del Comitato di Gestione della Crisi.

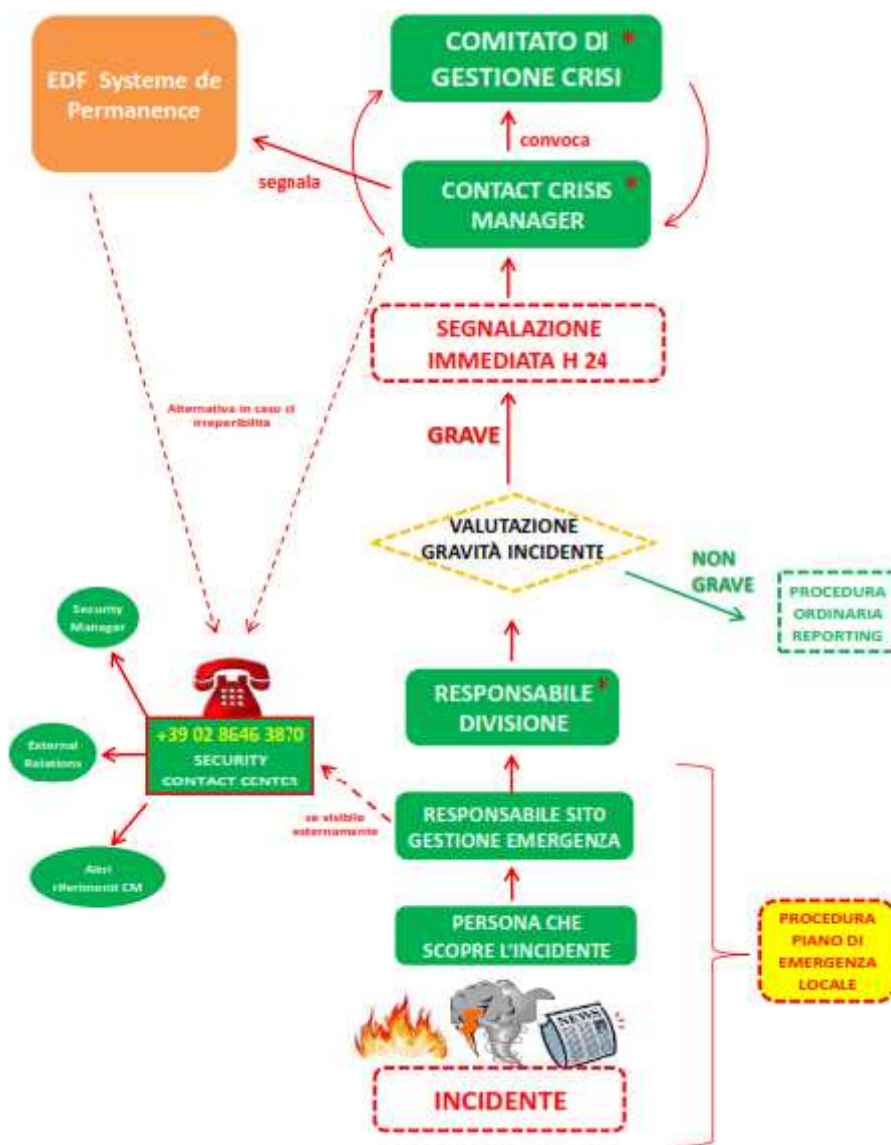


Figura 6 – Flow chart “Gestione delle emergenze: Comunicazione e flussi”

Di seguito è riportato un diagramma che individua la struttura coerente con il flusso di comunicazione. I riquadri con colorazioni differenti evidenziano la gestione dell’emergenza a partire dal livello locale (piattaforma/impianto/sede operativa), fino a quello più alto (identificato con l’attivazione dello stato di “Crisi”), definendo allo stesso tempo i responsabili della gestione, lo staff a supporto e il luogo di insediamento dei vari PCO, PCE, Cellula e Comitato di Crisi.

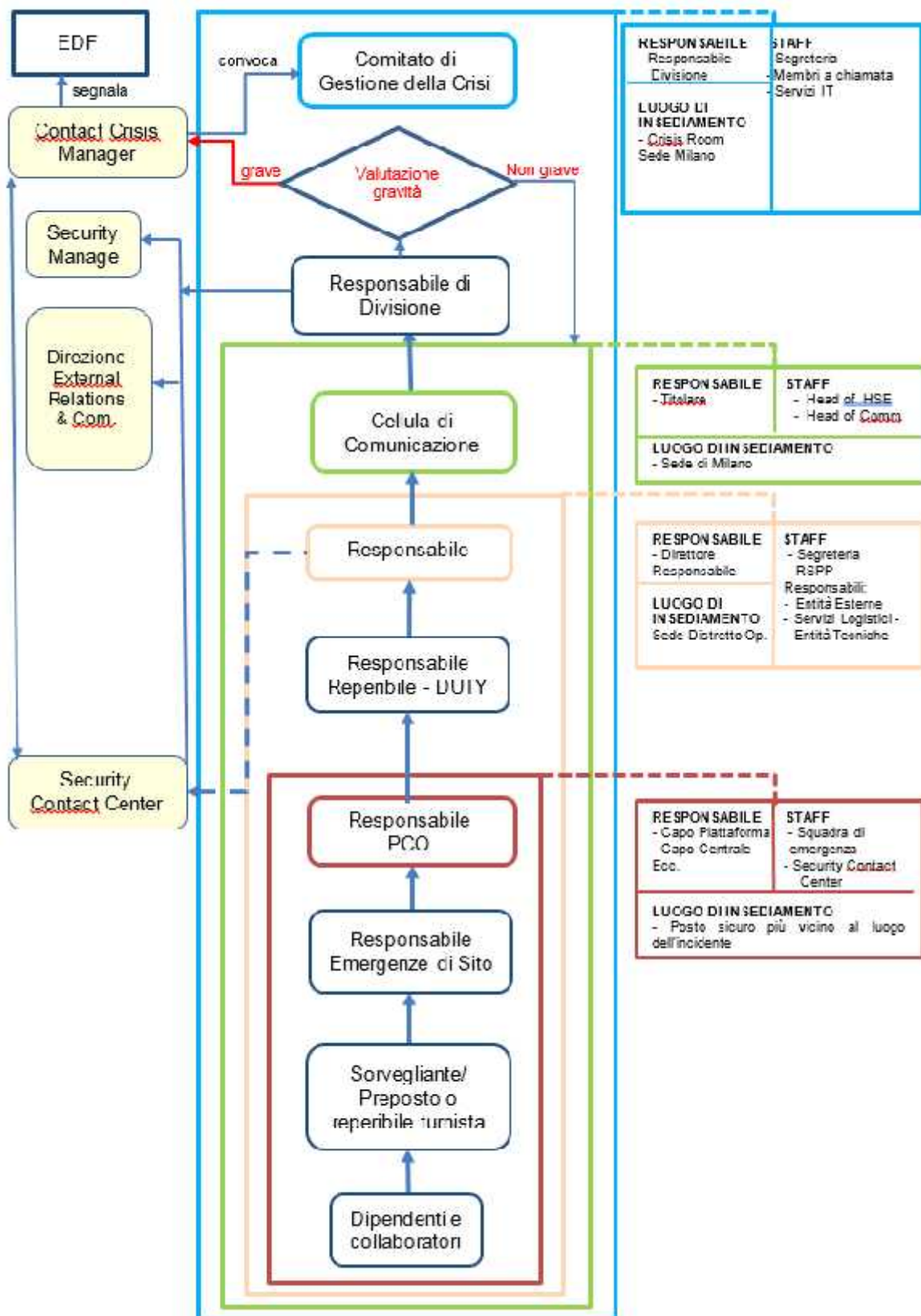


Figura 7 – Flow chart “Gestione delle emergenze: Struttura di risposta”

7.7.2. Processo di comunicazione

Al verificarsi di un incidente, è necessario innanzitutto gestire la criticità in modo tempestivo, secondo le procedure e i Piani di emergenza locali.

In ogni sito ove l'azienda opera:

- chiunque rilevi l'accadimento, direttamente (sia spettatore) o indirettamente (ne sia informato), ha la responsabilità di attivare i Piani di emergenza locali, avvisando il Responsabile di sito per la gestione dell'emergenza;
- il Responsabile di sito per la gestione dell'emergenza attiva le azioni di competenza per la gestione dell'emergenza in loco e avvisa il proprio responsabile attivando il processo di comunicazione e di trasmissione delle informazioni alla linea gerarchica (fino al Direttore di Divisione se necessario). Inoltre, se l'incidente ha visibilità al di fuori dei confini dell'azienda, per il coinvolgimento di attori esterni (es. Autorità di Pubblica Sicurezza, Media), informa tempestivamente il Security Contact Center, che a sua volta avvisa la Direzione External Relations e il Security Manager, affinché, ognuno per la sua area di competenza, possa immediatamente monitorare la situazione, a prescindere dalla gravità dell'evento (la cui valutazione, per le successive azioni conseguenti, è sempre in carico al Direttore di Divisione);
- il Direttore di Divisione, valutata l'effettiva gravità dell'incidente, allerta a sua volta i Contact Crisis Manager.
 - In caso di non reperibilità di una delle figure interessate, il flusso informativo non deve essere arrestato.
 - Nello specifico: nel caso in cui il Direttore di Divisione non sia rintracciabile, il suo ruolo nel processo di segnalazione è assunto dalla figura che occupa la posizione gerarchicamente inferiore, alla quale quindi spetterà l'onere della valutazione di gravità; nel caso in cui i due Contact Crisis Manager non siano immediatamente rintracciabili, il Direttore di Divisione deve convocare direttamente il Comitato di Gestione Crisi.
 - A qualunque livello, in situazione di crisi, è possibile richiedere il supporto del Posto Operatore e/o del Security Contact Center, per il contatto della/e figura/e irreperibile/i;
- i Contact Crisis Manager dopo aver confermato lo "stato di crisi", convocano il Comitato di Gestione Crisi.

7.8. Gestione delle emergenze - contenuti

7.8.1. Gli obiettivi della gestione delle situazioni di emergenza

Gli obiettivi principali della gestione delle emergenze sono:

- proteggere le vite umane;

- proteggere l'ambiente da eventuali danni che possono essere determinati da un incidente;
- garantire una adeguata e immediata risposta in caso di eventi incidentali di qualsiasi tipologia che abbiano impatti sulle persone, sull'ambiente;
- assicurare o ripristinare, nel più breve tempo possibile, la continuità delle attività dell'azienda;
- proteggere gli impianti e il patrimonio materiale di Edison;

Con particolare riferimento ai rischi rilevanti per le attività in mare, la gestione delle emergenze è coerente con l'analisi di rischi condotta ai sensi del *DLgs 145/15 del 18.08.2015* e con la modellazione dell'evoluzione degli scenari plausibili ipotizzabili e maggiormente impattanti.

Anche gli apprestamenti di sicurezza e di risposta alle emergenze garantiscono la coerenza con questi effetti e rispondono pienamente anche al *D.M. 23.01.2017* pubblicato in G.U. n.37 del 14.02.2017, che definisce le attrezzature e le scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi appoggio. Alla luce di quanto disposto, la società Edison spa ha eseguito una specifica valutazione tecnica per identificare, su ciascuna infrastruttura, gli impatti sulla risposta alle emergenze in funzione di quanto previsto dallo stesso decreto. Al fine di garantire una adeguata risposta alle emergenze, soprattutto nei casi legati a incidenti rilevanti, tale verifica ha inteso individuare le problematiche di natura tecnico-logistica e le possibili soluzioni alternative migliorative.

7.8.2. Termini, definizioni

CRISI	<p>Emergenza molto grave che determina o può determinare impatti rilevanti sulle attività aziendali, sulla salute e sicurezza dei lavoratori e sull'ambiente; non fronteggiabile a livello locale e che necessita il coinvolgimento del Comitato di Gestione della Crisi per il coordinamento delle attività di gestione dell'emergenza e di risorse e mezzi (interni ed esterni) presenti a livello locale ovvero messi a disposizione dalle funzioni competenti; evento la cui risoluzione può essere prolungata nel tempo.</p> <p>In questa categoria rientrano comunque le emergenze in presenza di:</p> <ul style="list-style-type: none">• eventi esogeni che comportano un elevato rischio per l'incolumità pubblica;• inquinamento con danni prevedibilmente rilevanti;• eventi con rilevante impatto sul territorio e /o sull'immagine di Edison.
SECURITY CONTACT CENTER	<p>Il Security Contact Center risponde dalla sede centrale di Foro Buonaparte. Sotto la responsabilità della Funzione Security, garantisce un presidio H24, offrendo un importante supporto agli attori che si trovino a gestire una crisi;</p>

	permette un passaggio delle informazioni tempestivo, gestendo le comunicazioni in ingresso e in uscita.
CONTACT CRISIS MANAGER	Responsabile per la gestione dei flussi informativi vedi Gestione della Crisi verso e da EDF.
SECURITY MANAGER	Responsabile della funzione Security
POSTO DI COMANDO OPERATIVO (PCO)	<p>In caso di emergenza c/o impianto / piattaforma, il P.C.O. è immediatamente istituito nel posto sicuro più vicino al luogo dell'incidente ed è diretto dal Capo Piattaforma/Responsabile Impianto.</p> <p>I principali compiti del P.C.O. sono:</p> <p>Assicurare la messa in salvo e la protezione del personale del centro;</p> <p>Definire sotto l'aspetto pratico le modalità di lotta contro il sinistro;</p> <p>Richiedere al P.C.E. i mezzi necessari per l'evacuazione del personale e la lotta contro il sinistro;</p> <p>Coordinare sul centro, la messa in opera dei mezzi disponibili per la lotta contro il sinistro.</p>
POSTO DI COMANDO EMERGENZE (PCE)	<p>Per le emergenze di 2° e 3° livello, su richiesta del P.C.O. o su decisione del Responsabile del Distretto Operativo di riferimento, s'insedia prontamente il P.C.E. con il compito di organizzare i soccorsi acquisendo risorse in ambito nazionale.</p> <p>Si insedia presso la sede del Distretto Operativo di riferimento ed è diretto dal Direttore Responsabile dell'area.</p> <p>In dettaglio i suoi compiti sono:</p> <p>L'evacuazione nel più breve tempo possibile, degli eventuali feriti dall'impianto / piattaforma / FSO, al più vicino ospedale;</p> <p>La definizione della strategia di lotta contro il sinistro;</p> <p>L'invio dei mezzi (uomini e/o materiale) richiesti dal posto di comando operativo (P.C.O.);</p> <p>La verifica e convalida dell'informazione tecnica sull'accaduto e della sua trasmissione alla Direzione Operazioni c/o la sede di Milano;</p> <p>La gestione della comunicazione e del relativo aggiornamento verso l'amministrazione pubblica e le autorità esterne locali, se trattasi di emergenze minori e/o medie.</p>

CELLULA DI COMUNICAZIONE	Nel caso di emergenze di 3° livello, qualora l'evento non sia comunque stato considerato tale da attivare lo stato di Crisi, detta "Cellula" viene costituita attorno al Direttore di Produzione (Datore di Lavoro / Titolare) presso la sede di Milano e si occupa delle comunicazioni verso l'esterno, con le autorità non locali, gli enti ed organi di stampa, ecc.
COMITATO DI GESTIONE DELLA CRISI	Comitato centrale da attivare per il coordinamento della gestione di situazioni di Crisi e degli incidenti gravi, con la seguente composizione: <ul style="list-style-type: none">• CEO / AD• CEO Assistant• Direttore della Divisione Interessata dall'evento di crisi• Human Resources• Finance VP• Legal & Corporate Affairs VP• Institutional & Regulatory Affairs• External Relations & Comm. Director• Security Manager• HSE Group Manager• Altri membri a chiamata



7.8.3. Figure coinvolte nella gestione dell'emergenza

Le figure che intervengono nel processo di gestione dell'emergenza e della crisi aziendale sono quelle di seguito riportate.

Sorvegliante / Preposto o reperibile Turnista / Reperibile Emergenze del Distretto

Il Sorvegliante / Preposto o il Reperibile Turnista / Reperibile Emergenze del Distretto del proprio centro operativo è responsabile delle operazioni ivi condotte.

Allorquando si determini una situazione di emergenza, il Sorvegliante/Preposto o il Reperibile Turnista ha i seguenti obblighi:

- adottare le misure immediate per la salvaguardia del personale;
- dirigere la lotta contro il sinistro con i mezzi di cui dispone e con la mobilitazione delle squadre di emergenza, Vigili del Fuoco, Pronto Soccorso, ecc.;
- informare durante il normale orario di lavoro:
 -  il Responsabile Gerarchico;
 -  il Responsabile del Servizio di Protezione Ambiente e Sicurezza;
- informare al di fuori del normale orario di lavoro:

 il Responsabile Reperibile (DUTY).

Responsabile del P.C.O. (Responsabile del Posto di Comando Operativo)

Il responsabile del P.C.O. ha la responsabilità di:

- assicurare la salvaguardia di tutto il personale;
- mettere in sicurezza le installazioni direttamente interessate o collegate al sinistro;
- portare i primi soccorsi agli eventuali infortunati e prevedere l'eventuale evacuazione;
- lottare contro il sinistro;
- informare il P.C.E. dell'evoluzione della situazione.

Le figure che possono ricoprire tale funzione sono:

-  Capo Piattaforma;
-  Capo Centrale.

Responsabile Reperibile – DUTY

Il Responsabile Reperibile (DUTY) del Distretto Operativo, informato dell'emergenza di livello medio o maggiore, ha i seguenti obblighi:

- informare immediatamente il Responsabile Operazioni del Distretto Operativo / Procuratore o sostituto;
- coordinare le misure da adottare immediatamente per la messa in sicurezza e la salvaguardia del personale;
- recarsi presso il Distretto Operativo;
- collaborare con il Responsabile Operazioni del Distretto Operativo / Procuratore o suo sostituto per il superamento dell'emergenza stessa.

Responsabile del P.C.E. (Responsabile della Cellula di Crisi o Posto di Comando Emergenze)

Il responsabile del P.C.E. ha la responsabilità di:

- definire la strategia di lotta contro il sinistro;
- coordinare le misure da adottare immediatamente per la messa in sicurezza e la salvaguardia del personale;
- collaborare con il Responsabile P.C.O. / Responsabile Operazioni del Distretto Operativo (Procuratore) o suo sostituto per il superamento dell'emergenza stessa;
- mobilitare ed inviare verso il luogo del sinistro i mezzi supplementari esterni di evacuazione e/o di lotta;
- gestire, verificare, convalidare e trasmettere alla Direzione delle Operazioni c/o la sede di Milano l'informazione tecnica relativa all'evento.

La figura che può ricoprire tale funzione è il Direttore Responsabile.

Responsabile del Servizio Protezione AMBIENTE e SICUREZZA del Distretto

Il responsabile del Servizio Protezione Ambiente e Sicurezza ha la responsabilità di:

- assistere e consigliare il Responsabile del P.C.E. in merito all'organizzazione dei soccorsi;

Responsabile del Servizio Logistica

Il responsabile del Servizio Logistica ha la responsabilità di:

- assicurare la mobilitazione e l'invio verso il luogo del sinistro dei mezzi richiesti dal P.C.E. (personale e materiale);
- assicurare il rifornimento (cibo e consumabili) delle squadre d'intervento e dei mezzi impegnati nelle operazioni;
- tenere aggiornata la lista dei mezzi impiegati e di quelli ancora disponibili.

Responsabili delle Entità Tecniche interessate

Il Responsabile dell'unità tecnica interessata ha la responsabilità di:

- apportare al P.C.E. la consulenza tecnica relativa al problema specifico;
- collaborare nella definizione delle misure più appropriate da prevedere sul luogo del sinistro fornendo consigli utili al responsabile del P.C.O.;
- assicurare il corretto flusso delle informazioni fra il P.C.E. ed il P.C.O.

Servizio di segretariato

Il Servizio di Segretariato si occupa di:

- tenere aggiornato il "Diario delle Operazioni" del P.C.E., che deve contenere tutte le informazioni oppure eventi riportati in ordine cronologico, relativi ai fatti, alle disposizioni date ed alle richieste ricevute;
- assicurare la trasmissione via fax o telex od e-mail, dei documenti preparati dal P.C.E. e controfirmati dal Responsabile dello stesso.
- preparare il resoconto degli eventi su richiesta del Responsabile del P.C.E.
- a fine operazione, raccogliere tutti i documenti (rapporti, resoconti, comunicazioni, ecc..) necessari per la preparazione del rapporto finale legato al sinistro da presentare al Responsabile del P.C.E..
- Inviare tutte le info eventualmente richieste dal ECMT.

Responsabile di Divisione

Sulla base delle informazioni ricevute relativamente a situazioni critiche, ha l'onere di valutare la criticità dell'evento segnalato al fine di avviare la procedura di Gestione della Crisi Aziendale, qualora lo ritenga necessario. In questo caso, deve immediatamente segnalare i fatti ai Contact Crisis Manager.

In caso di insediamento del Comitato di Gestione Crisi, presidia le decisioni strategiche e operative per la risoluzione della crisi.

Contact Crisis Manager - Assistente CEO e Responsabile Div. HR-ICT-Procurement

Edison ha individuato, nell'ambito del proprio Comitato di Gestione Crisi, due specifici riferimenti aziendali che assumono il ruolo di Contact Crisis Manager - il CEO Assistant e il responsabile della Divisione HR-ICT-PROCUREMENT, per la gestione dei flussi informativi di Gestione Crisi verso e da EDF.

Comitato di Gestione Crisi

Il Comitato di Gestione Crisi è convocato su segnalazione dei Contact Crisis Manager e dei Direttori di Divisione interessati.

In funzione della natura della Crisi, il Comitato può designare un Responsabile operativo che guida e coordina l'implementazione delle decisioni del Comitato e lo ragguglia sullo stato di avanzamento.

Il Responsabile operativo individuato, una volta raccolte tutte le informazioni utili e disponibili, valuta gli impatti e fa un primo bilancio della situazione; determina la composizione operativa del Comitato (membri a chiamata – vedi Edison Crisis Management Contact List – Allegato 1 della Norma Generale 91/14) in funzione delle competenze da attivare, convoca e informa gli interessati; infine coordina l'implementazione degli interventi decisi collegialmente dal Comitato.

I componenti del Comitato decidono tutte le azioni necessarie per gestire operativamente la Crisi e tutti i necessari aspetti di Comunicazione – interna e esterna/media.

Responsabile Relazioni con le Entità Esterne alle Società Edison (RREE)

Il Responsabile delle Relazioni è:

a) il responsabile dell'informazione nei confronti:

- delle Amministrazioni Locali, di quelle centrali,
- del Personale e delle loro Famiglie,
- delle Ditte contrattiste impegnate sul luogo dell'incidente,
- degli Associati,
- degli Organi di stampa, radio, televisione,
- del Gruppo EDISON,
- di tutte le Autorità interessate, competenti in funzione della natura e dell'evoluzione dell'incidente.

b) Inoltre ha il compito di:

- mantenere aggiornata la lista delle informazioni e dei documenti che gli sono richiesti dalle Amministrazioni ed Autorità, presentandola al Responsabile del P.C.E.;
- collaborare con il P.C.E. nella preparazione delle risposte da fornire alle Amministrazioni;
- assicurare il servizio di Segretariato negli intervalli di assenza del Responsabile P.C.O. / Procuratore;

- redigere la “Cronaca dei fatti”, relativa allo scambio d’informazione degli Organismi Esterni.
In caso di Crisi le info di cui al punto a) sono direttamente gestite dalla Direzione External Relations & Communication che valuta se avvalersi del RREE per la gestione delle stesse.

Security Manager

Oltre alle responsabilità correlate al ruolo di membro stabile del Comitato di Gestione Crisi, il Responsabile della Funzione Security assicura la gestione H24 del Security Contact Center, dalla sede aziendale di Foro Bonaparte.

Qualora si verificano situazioni di crisi, la Funzione ha la responsabilità esclusiva di gestire canali e contenuti di comunicazione con le Autorità di Pubblica Sicurezza.

7.8.4. Informazioni chiave

È fondamentale, soprattutto in una situazione di crisi, trasmettere tempestivamente un resoconto completo ed esaustivo. Le informazioni da segnalare, per consentire una rapida ed efficace valutazione e gestione, sono le seguenti:

LE INFORMAZIONI DA SEGNALARE	
1	Descrizione degli eventi e dei luoghi <i>aree - siti - impianti coinvolti – tipologia incidente</i>
2	Soggetti interni coinvolti: <i>collegi Edison - EDF</i> Soggetti esterni coinvolti: <i>fornitori - collaboratori - visitatori - popolazioni locali</i>
3	Eventuali vittime - feriti Eventuali danni subiti o pericoli imminenti
4	Azioni di gestione emergenza <i>in corso - attivate - previste</i>
5	Stato delle informazioni e comunicazioni verso le Autorità
6	Stato delle informazioni e comunicazioni <i>verso i Media</i> <i>locali / nazionali / internazionali o di altri soggetti rilevanti</i>
7	Eventuali specifiche richieste di supporto

7.8.5. Valutazione della gravità dell’incidente

Non tutti gli incidenti determinano una situazione di crisi, ma ciò avviene solo quando, su **valutazione del Responsabile di Divisione**, le conseguenze siano state considerate gravi.

Livelli di Emergenza Distretti Operativi:

Emergenza di livello 1 - Minore

Un'emergenza è definita di livello "minore" quando:

- i mezzi disponibili sul posto sono sufficienti per risolvere rapidamente il problema;
- non vi sono conseguenze immediate e future.

Emergenza di livello 2 - Medio

Un'emergenza è definita di livello "medio" quando:

- i mezzi disponibili sul posto sono insufficienti per risolvere rapidamente il problema;
- le conseguenze, anche se difficilmente misurabili al momento, potrebbero essere importanti sul piano umano, ecologico o tecnico;
- vengono coinvolti gli enti pubblici.

Emergenza di livello 3 - Maggiore

Un'emergenza è definita di livello "maggiore" quando:

- le conseguenze sul piano umano, ecologico e tecnico sono considerate gravi;
- l'impatto sull'opinione pubblica intacca l'immagine della Società.

Il livello Maggiore può determinare situazioni di emergenza nazionale.

La gravità dell'evento rappresenta, o potrebbe rappresentare, un'emergenza molto seria, alla quale non si può far fronte con i mezzi a disposizione. Questa emergenza per essere gestita, necessita dell'intervento di forze esterne (contrattisti specializzati, altri enti in grado di prestare soccorso).

In questa particolare situazione e nel caso dell'evolversi di uno scenario inizialmente considerato "Emergenza di livello 2" è prevista la creazione di una Cellula di Comunicazione intorno al Direttore di Produzione (Datore di lavoro / Titolare) c/o la sede di Milano.

Questa "cellula" si occuperà delle comunicazioni verso l'esterno, con le autorità non locali, gli enti e gli organi di stampa.

In questo tipo di situazione, è molto probabile che il Responsabile di Divisione ravvisi l'esigenza di convocare il Comitato di Gestione Crisi.

In tal caso, i componenti della "Cellula" entreranno a far parte dello stesso Comitato e la gestione della Crisi avverrà secondo le indicazioni della Norma Generale 91/2014.

7.8.6. Segnalazione degli incidenti rilevanti

In caso di incidente grave o di situazione che presenta un rischio immediato di incidente grave, Edison lo comunica tempestivamente alla **Capitaneria di Porto** e alla **Sezione UNMIG** competenti per il territorio.

Per quanto concerne la segnalazione degli incidenti gravi, e in particolar modo per quanto concerne i contenuti della comunicazione, Edison si attiene a quanto disposto dal Regolamento 1112/14 di applicazione della Direttiva 2013/30/EU per la comunicazione degli incidenti rilevanti nell'off-shore.

7.8.7. Caratteristiche delle situazioni di crisi e degli incidenti rilevanti

Le Crisi che possono coinvolgere, direttamente o indirettamente, l'azienda possono essere legate a fenomeni molto diversi tra loro:

- sono generalmente imprevedibili;
- possono modificarsi o intensificarsi rapidamente in termini di gravità;
- sfuggono, in un certo momento, al controllo dell'organizzazione aziendale;
- sono o possono rapidamente diventare di dominio pubblico.

7.8.8. Conseguenze

A ogni livello organizzativo, a fronte di qualsiasi evento non previsto i cui danni siano valutati o misurati o stimati di grave entità, ci si trova di fronte a una situazione di CRISI. Le conseguenze possono essere gravi in termini di:

- incidenti fisici alle persone
- incidenti fisici alle cose;
- incidenti ambientali;
- incidenti industriali – forza maggiore;
- incidenti sociali;
- incidenti economico – amministrativi;
- incidenti etico – legali;
- incidenti mediatici.

7.8.9. Tipologie di incidenti che possono generare una Crisi aziendale

Gli eventi eccezionali che possono intervenire e creare situazioni pericolose impreviste sono quelli di seguito riportati per i quali i Piani di Emergenza Locali devono definire le modalità di intervento operativo e, nel caso di rischio grave, comportano l'intervento del Comitato di Crisi per la gestione mediatica degli stessi.

Tra gli eventi eccezionali devono essere prese in considerazione tutte quelle situazioni di emergenza che esulano dal normale andamento delle operazioni e che:

- possono presentare un rischio per le persone, l'ambiente e le installazioni;
- non sono controllabili con i mezzi disponibili localmente;
- non hanno conseguenze immediate, ma possono generare delle ulteriori anomalie.

Bisognerà inoltre stabilire i criteri per la valutazione immediata della situazione d'emergenza tenendo conto:

- della vastità delle conseguenze possibili sugli uomini, sull'ambiente e sulle installazioni;
- della sensibilità (di natura umana, economica ed ecologica) del centro ove è avvenuto il sinistro;

- delle conseguenze sull'opinione pubblica, legate al sinistro.

Di seguito si riportano gli scenari relativi a possibili eventi eccezionali:

Esplosione On-Shore / Off-Shore

L'esplosione è provocata dalla presenza contemporanea di gas ed aria e la percentuale del gas è tale da causare una propagazione della combustione ad una velocità deflagrante (subsonica) o addirittura detonante (supersonica).

Incendio On-Shore / Off-Shore

L'incendio On-shore è provocato dalla presenza contemporanea di combustibile, comburente e temperatura adeguata. L'incendio si propaga al di fuori dell'area di lavoro.

L'incendio in piattaforma Off-shore, a differenza di quello On-Shore, può propagarsi contemporaneamente all'interno dei locali e sulla superficie del mare.

Un incendio di vaste dimensioni a mare e a bordo impedisce di fatto l'evacuazione con l'elicottero o con il supply vessel ed il personale di bordo deve decidere se utilizzare l'imbarcazione di salvataggio o meno.

Eruzione incontrollata di un pozzo (Well Kick / Blow out)

Un pozzo può entrare in eruzione quando fluidi di perforazione di formazione sottopressione - gas, crude oil, acqua salata - entrano nel pozzo. Un inizio di eruzione si manifesta con l'aumento di livello nelle vasche fango, con flusso del fango anche con pompe ferme. Il well kick è un'emergenza di livello 1, mentre il blow out è un'emergenza di livello 3.

Inquinamento

Possono verificarsi sversamenti di idrocarburi che possono avvenire durante il trasporto sul sito, durante le operazioni di rifornimento carburante o cambio olio, per incidente mezzi con rottura serbatoi e/o perdita dai serbatoi stessi.

Danneggiamento o distruzione d'installazione

Il danneggiamento o la distruzione della piattaforma potrebbero essere dovuti ad eventi eccezionali di tipo naturale o ad impatti incidentali con altre imbarcazioni.

Incidente d'elicottero

Le possibili cause di incidente sono le seguenti: avaria in volo, caduta sul ponte di volo, caduta in mare, perdita di comunicazione in volo su terraferma. Una tale emergenza è sempre di livello maggiore di 1.

Nave in difficoltà

Potrebbe verificarsi la fuoriuscita di prodotti gassosi che sviluppano nubi esplosive e/o tossiche o liquidi che evaporano, totalmente o in parte, producendo anch'essi concentrazioni esplosive e/o tossiche al di sopra della superficie dell'acqua, ovvero incendi che producono fumi tossici.

Bisogna preoccuparsi innanzi tutto della incolumità delle persone che ne possono essere investite. A questo fine, tenuto conto che le concentrazioni gassose e i fumi si spostano con il vento, va privilegiata la tutela

delle popolazioni eventualmente minacciate, arrivando a prevederne, se del caso, lo sgombero verso aree sicure.

Incidente durante immersione

Tutte le attività subacquee sulla piattaforma sono eseguite da ditte specializzate, autorizzate dalla Capitaneria di Porto e dotate delle attrezzature necessarie per far fronte ad ogni emergenza. Una tale emergenza deve essere sempre controllabile con i mezzi in dotazione ed è, pertanto, da considerare di livello maggiore di 1.

Qualora i subacquei possano trovare rifugio in camera di saturazione e per la loro salvezza sia necessario l'intervento di unità speciali, l'emergenza diviene di livello 3.

Uomo in mare

In questo incidente, l'uomo a mare può allontanarsi dal punto di caduta soltanto a causa della corrente. Una tale emergenza è da considerare di livello 1 se l'uomo a mare è recuperato entro 30 minuti o se rimane costantemente a vista nell'attesa dell'arrivo dei soccorsi.

Diviene di livello 2 se si perde di vista e se non si hanno mezzi idonei a raggiungerlo; infatti in questo caso è necessario allertare immediatamente i servizi di soccorso della Capitaneria di Porto.

Scomparsa di un agente

Tale incidente può essere dovuto alla scomparsa in mare o sull'impianto di un lavoratore.

Eventi naturali (sismici, alluvionali, ecc.)

Una tale emergenza, anche se poco prevedibile, richiede una corretta gestione sia nel transitorio che dopo l'evento ed è sempre da considerare un'emergenza di livello 3.

Sabotaggio – Atto criminale

Pirateria, atti di terrorismo ed atti delinquenziali tradizionali sono sempre probabili.

Atti di delinquenza comune possono essere gestiti a livello 1 con l'ausilio delle Forze dell'Ordine locali.

Perdita o distruzione di sorgenti radioattive

Ci può essere l'eventualità che ci sia perdita o distruzione di sorgenti radioattive. Si privilegia l'intervento sulla dispersione di materiale radioattivo al fine di limitare l'impatto diretto dell'incidente (versamento di grande quantità di liquido a bassa attività senza il coinvolgimento di persone), in altri casi è necessario intervenire direttamente sulle persone contaminate (contaminazione diretta con liquido radioattivo in prossimità di ferite, mucose, ustioni, con possibilità di ingestione o inalazione).

Collisione fra natanti o tra natante e piattaforma

Durante l'esercizio delle lavorazioni possono verificarsi incidenti tra natanti o tra natante e piattaforma.

Collisione fra FSO e nave shuttle

La collisione tra FSO e altra unità è un evento potenzialmente tragico. Il doppio scafo è una protezione al danno ambientale ed al possibile incendio / esplosione, ma la possibilità di contenere il danno è legata all'energia di impatto.

Collisione tra nave e piattaforma

Potrebbe accadere che una nave disattenda il divieto di navigazione esistente in una ben definita area intorno ad ogni piattaforma ed entri in rotta di collisione con la stessa.

Una collisione a piena velocità può causare incendio, esplosione e cedimenti strutturali.

Perdita H₂S

La presenza di H₂S in concentrazioni relativamente basse può causare in poco tempo incoscienza e morte. E' un gas incolore, tossico, infiammabile che può fuoriuscire durante operazioni di perforazione o di produzione.

Può provenire da flussi di pozzo e quindi ogni perdita di greggio, gas o acqua prodotti, può contenere quantità ignote di H₂S, che potrebbero concentrarsi in spazi chiusi o vuoti e creare un ambiente pericoloso. L'H₂S può anche liberarsi da materiale stagnante come in serbatoi di riserva del fango o essere creato da batteri in condizioni anaerobiche come in condotte con acqua o serbatoi di stoccaggio e unità per il trattamento delle acque nere.

Nell'esercizio di un campo petrolifero può accadere che la concentrazione di H₂S aumenti se viene iniettata acqua al giacimento, poiché ciò provoca nei fluidi del giacimento l'introduzione di batteri riduttori di solfati in H₂S.

Evacuazione sanitaria: ferito grave, morte, malattia

Ipotizzando che l'evento abbia colpito solo poche persone e che la malattia grave non sia dovuta a forme contagiose, saranno seguite le indicazioni dei medici del centro di sanità marittima / ospedale.

Qualora la malattia sia grave e dovuta a forme contagiose, l'emergenza sarà gestita direttamente dal Servizio Sanitario Regionale ed il personale del campo, ancora efficiente, si limiterà ad operare in sinergia con i tecnici sanitari. Un'emergenza sanitaria da epidemia con gravi conseguenze patologiche potrebbe anche prevedere la quarantena del campo petrolifero.

Questa è comunque una decisione che spetta alle Autorità Sanitarie.

Una forma epidemica grave si configura come emergenza di livello 2, mentre un'emergenza sanitaria per malattia non infettiva o altra causa ben definita e controllata può essere considerata di livello 1.

Evacuazione: infortunio

A seconda del livello di gravità di infortunio che può interessare un lavoratore, si determinano le modalità di intervento:

- livello 1: infortunio che genera una situazione di emergenza che si ritiene possa essere controllata ed eliminata con i mezzi presenti nel sito, mediante l'intervento delle Squadre di Emergenza;

- livello 2: infortunio che genera una situazione di emergenza che si ritiene non possa essere semplicemente controllata ed eliminata con i mezzi presenti nel sito e si richiede l'intervento di Servizi Esterni Qualificati;
- livello 3: infortunio che genera una situazione di emergenza che necessita del trasporto ad un ospedale qualificato.

Tale elenco è da considerarsi esemplificativo e non esaustivo.

Ciononostante, la struttura di risposta all'emergenza consente di gestire qualunque tipo di emergenza e di fronteggiare qualsiasi situazione che presenta un rischio immediato di incidente grave così come richiesto dal D.Lgs.145/15.

7.9. Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017

I titolari di permesso di ricerca o di concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, che effettuano la perforazione dei pozzi oppure la coltivazione di giacimenti di oli minerali nell'ambito del mare territoriale o della piattaforma continentale italiani, hanno l'obbligo di costituire depositi in luoghi idonei sulla terraferma la cui ubicazione, unitamente alla pianificazione logistica e operativa, garantisca comunque il trasferimento delle attrezzature alla nave appoggio, entro tre ore dalla pervenuta richiesta. In particolare il decreto prevede:

DOTAZIONE DEI DEPOSITI SULLA TERRAFERMA	
Art. 1, Decreto 23.01.2017	
a)	n. 2 sistemi meccanici di recupero e separazione olio/acqua (skimmers) aventi caratteristiche idonee con una capacità di recupero non inferiore ai 35 metri cubi/ora;
b)	1.000 metri di panne costiere ,
	500 metri di panne d'altura ,
	500 metri di panne rigide , con i relativi sistemi di ancoraggio;
c)	1.000 metri di panne assorbenti dichiarate impiegabili, 5 metri cubi di materiale oleoassorbente nelle sue varie configurazioni;
d)	8.000 litri di prodotti disperdenti di tipo riconosciuto idoneo unitamente alla relativa apparecchiatura per lo spandimento in mare;
e)	cisterne di raccolta di capacità complessiva non inferiore a 300 metri cubi;
DOTAZIONI DELLE NAVI APPOGGIO	
Art. 2, Decreto 23.01.2017	
a)	200 metri di panne d'altura ;
b)	un sistema meccanico di recupero e separazione olio/acqua con le caratteristiche di cui al precedente art. 1, nonché di casse di raccolta;
c)	200 metri di panne assorbenti , 1 metro cubo di materiale oleoassorbente

d) 500 litri di prodotti **disperdenti** con la relativa **apparecchiatura** di dispersione.

DOTAZIONE IMPIANTI DI PERFORAZIONE, DELLE PIATTAFORME DI PRODUZIONE E DELLE NAVI DI STOCCAGGIO

Art. 3, Decreto 23.01.2017

a) un quantitativo di **panne d'altura**, non inferiore al perimetro esterno della piattaforma di produzione o della nave di stoccaggio maggiorato del 30%;

b) un quantitativo di **panne assorbenti** di tipo riconosciuto impiegabile, non inferiore al doppio della somma del perimetro esterno della singola piattaforma - nave di stoccaggio;

c) 1.000 litri di prodotti **disperdenti** riconosciuti idonei, unitamente alla relativa apparecchiatura per il loro spandimento in mare.

7.10. Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15)

7.10.1. DISPOSITIVI ANTINQUINAMENTO IN DOTAZIONE

Di seguito è riportato il riepilogo dei materiali antinquinamento in dotazione alle diverse installazioni:

Asset	Skimmer (>35 mc/h) [nr]	Panne costiere [m]	Panne d'altura [m]	Panne rigide [m]	Panne assorbenti [m]	Materiale Oleoassorbente [m ³]	Disperdente [lt]	Cisterne di raccolta [m ³]
UBICAZIONE DISPOSITIVI (D.M. 23-01-2017)								
Piattaforma Rospo Mare A	---	---	1400 su FSO	---	300	---	1000	---
Piattaforma Rospo Mare B	---	---		---	400	---	1000	---
Piattaforma Rospo Mare C	---	---		---	300	---	1000	---
FSO Alba Marina	---	---		---	1114	---	1000	---
MED OTTO	1	---	400	---	200	1	500	---
Piattaforma Sarago Mare A	---	---	200	---	300	---	1000	---
Piattaforma Sarago Mare 1	---	---	30	---	50	---	1000	---
M/N FRANCESCO GUIDOTTI	1	---	200	---	200	1	500	---
Deposito Ortona	2	1000	500	500	1000	5	8000	300
Piattaforma Vega A	---	---	750 su FSO	---	500	---	1000	---
FSO Leonis	---	---		---	1000	---	1000	---
NOS ARIES	1	---	200	---	200	1	500	259
Deposito Pozzallo	2	1000	500	500	1000	5	8000	300

UBICAZIONE ALTRI DISPOSITIVI				
ASSET	U.M.	Quantità	Tipologia	
Piattaforma Sarago Mare A	[nr]	1	Recupetatore meccanico di olio VORTEX VIM 25	
	[nr]	1	Recupetatore meccanico di olio STOPOL 120	
	[nr]	2	Cisterne di stoccaggio tipo KLEBER-PIRELLI da 10 mc	
FSO Alba Marina	[nr]	1	Recupetatore meccanico di olio EGMOPOPOL	
	[nr]	1	Cisterne di stoccaggio tipo POLLUTANK da 100 mc	
	[nr]	2	Cisterne di stoccaggio tipo KLEBER-PIRELLI da 10 mc	
Deposito Ortona	[nr]	1	Recupetatore meccanico di olio STOPOL 120	
	[nr]	2	Recupetatore meccanico di olio VORTEX VIM 25	
C/B SHARK	litri	200	Disperdente	
	metri	100	Panne assorbenti	

Tabella 3 – Dispositivi antinquinamento e loro ubicazione

7.10.2. DEPOSITO MATERIALI ANTINQUINAMENTO

Deposito di Pozzallo

A servizio del campo Vega vi è un deposito di attrezzature antinquinamento da utilizzare nel caso di sversamento accidentale in mare di idrocarburi.

Le dotazioni sono conservate all'interno di un immobile sito in Via della Tecnologia n.2 Marina di Modica (RG) – Zona ASI Pozzallo, ad una distanza (su strada) di circa 4 km dal Porto di Pozzallo, con un tempo di percorrenza medio di 10 minuti circa.

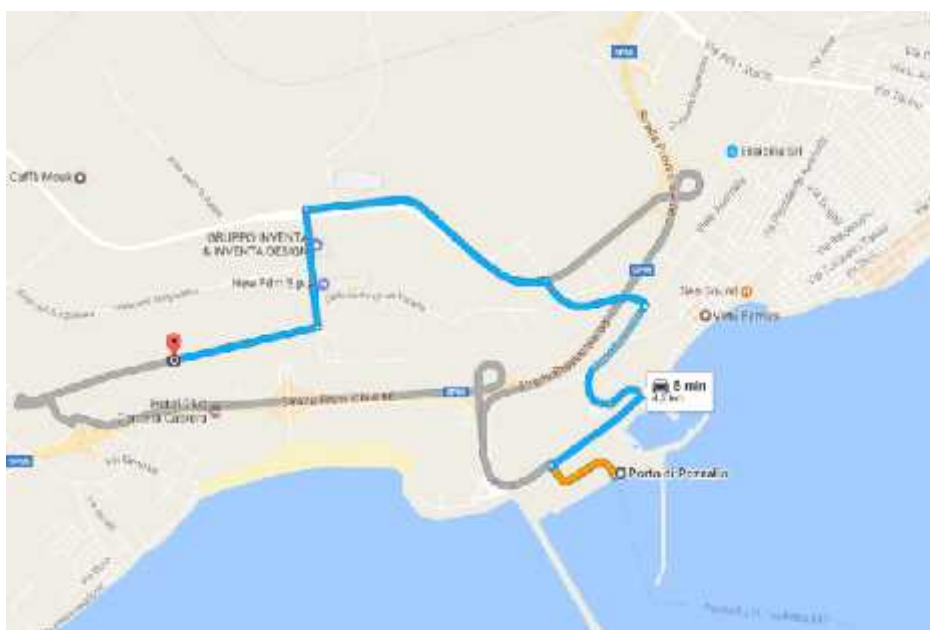


Figura 8 – Ubicazione Deposito materiale antinquinamento e percorso fino al Porto di Pozzallo

Per velocizzare ed ottimizzare i tempi di carico/scarico e di trasporto delle dotazioni, tutte le attrezzature sono state conservate all'interno di un container e le panne sono state installate all'interno di uno skid.

Sia le panne che il container sono sempre ubicati al di sopra di due carrelli pronti per essere trasportati al porto con una motrice, a tal proposito Edison Spa ha stipulato un contratto quadro con una ditta di trasporti locale.



Figura 9 – Container materiale e skid panne oceaniche

Deposito di Ortona

Il deposito di Ortona è dedicato ai campi che fanno capo al Distretto Operativo di Sambuceto. Al suo interno sono presenti le attrezzature antinquinamento a servizio dei campi off-shore dell’Adriatico di pertinenza Edison. Le dotazioni sono conservate all’interno del sito in Via Cervana, c/o il porto di Ortona.

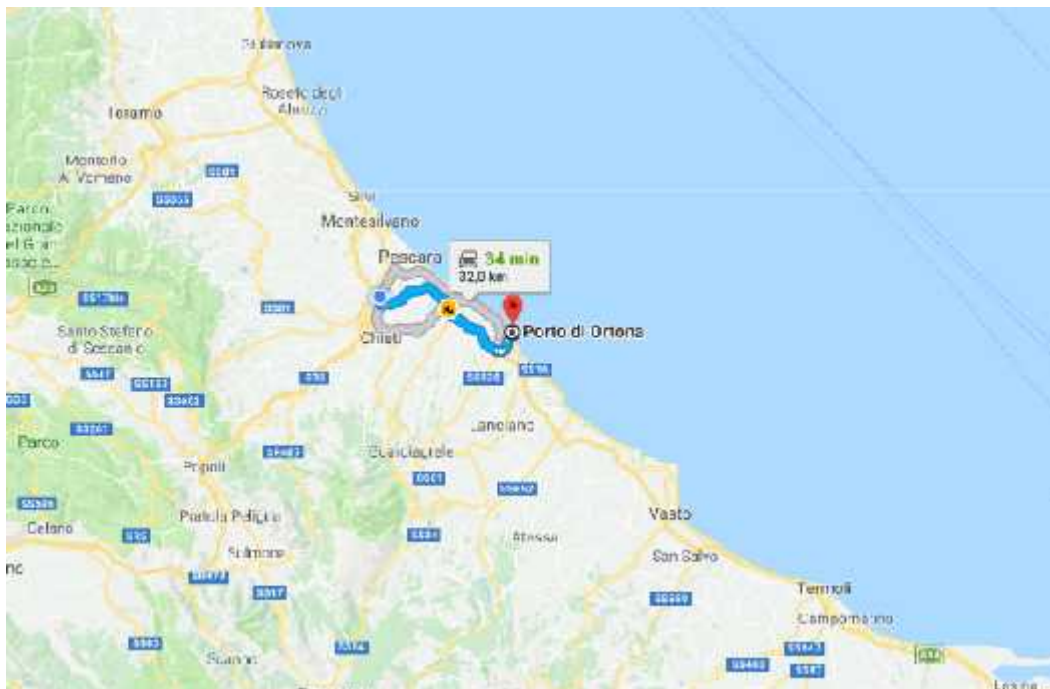


Figura 10 – Deposito di Ortona – Via Cervana 66028 Ortona (CH)

7.10.3. MEZZI NAVALI D’APPOGGIO

SUPPLY VESSEL NOS ARIES

E’ il mezzo dedicato al campo Vega.

	<table border="1"> <tr> <td colspan="2"> </td> </tr> <tr> <td colspan="2"> Offshore Supply Ship </td> </tr> <tr> <td>IHO: 9693616</td> <td>Stazza lorda: 1936</td> </tr> <tr> <td>MMSI: 247349200</td> <td>Deadweight: 1391 t</td> </tr> <tr> <td>Identificativo Radio: IBGQ</td> <td>Luoghi: Pozzo di Pozzallo, Campo Vega</td> </tr> <tr> <td>Bandiera: Italy (IT)</td> <td>Estrema: 60.6m x 15.8m</td> </tr> <tr> <td>AIS tipo di nave: Other</td> <td>Anno di costruzione: 2014</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Stato: Attivo</td> </tr> </table>			Offshore Supply Ship		IHO: 9693616	Stazza lorda: 1936	MMSI: 247349200	Deadweight: 1391 t	Identificativo Radio: IBGQ	Luoghi: Pozzo di Pozzallo, Campo Vega	Bandiera: Italy (IT)	Estrema: 60.6m x 15.8m	AIS tipo di nave: Other	Anno di costruzione: 2014		Stato: Attivo
Offshore Supply Ship																	
IHO: 9693616	Stazza lorda: 1936																
MMSI: 247349200	Deadweight: 1391 t																
Identificativo Radio: IBGQ	Luoghi: Pozzo di Pozzallo, Campo Vega																
Bandiera: Italy (IT)	Estrema: 60.6m x 15.8m																
AIS tipo di nave: Other	Anno di costruzione: 2014																
	Stato: Attivo																
<p align="center">Tempo di navigazione dal Porto di Pozzallo al Campo Vega: 1 h 10 min</p>																	

In caso di emergenza ambientale in mare Edison si può avvalere del supporto di altri mezzi forniti dalla società Augustea ormeggiati nel Porto di Pozzallo. A tal fine è in vigore un contratto tra le parti.

SUPPLY VESSEL MED OTTO

E' il mezzo dedicato al campo Rospo Mare. All'occorrenza può essere inviato sul campo Sarago Mare.

	 <p>MED OTTO Anchor Handling Vessel</p> <table border="0"> <tr> <td>IMO: 9270074</td> <td>Gross Tonnage: 1471</td> </tr> <tr> <td>MMSI: 247182460</td> <td>Deadweight: 1200 t</td> </tr> <tr> <td>Call Sign: IFMG2</td> <td>Length Overall x Breadth Extreme:</td> </tr> <tr> <td>Flag: Italy (IT)</td> <td>61.2m x 13.5m</td> </tr> <tr> <td>AIS Vessel Type: Tug</td> <td>Year Built: 2006</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Status: Active</td> </tr> </table>	IMO: 9270074	Gross Tonnage: 1471	MMSI: 247182460	Deadweight: 1200 t	Call Sign: IFMG2	Length Overall x Breadth Extreme:	Flag: Italy (IT)	61.2m x 13.5m	AIS Vessel Type: Tug	Year Built: 2006		Status: Active
IMO: 9270074	Gross Tonnage: 1471												
MMSI: 247182460	Deadweight: 1200 t												
Call Sign: IFMG2	Length Overall x Breadth Extreme:												
Flag: Italy (IT)	61.2m x 13.5m												
AIS Vessel Type: Tug	Year Built: 2006												
	Status: Active												

Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Rospo Mare: 1h 20 min

Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Sarago Mare: 7 h

M/N FRANCESCO GUIDOTTI

E' un mezzo dedicato al campo Sarago Mare.

	 <p>FRANCESCO GUIDOTTI Offshore Supply Shlp</p> <table border="0"> <tr> <td>IMO: 8746997</td> <td>Stazza Lorda: 128</td> </tr> <tr> <td>MMSI: 247176500</td> <td>Deadweight: 145 t</td> </tr> <tr> <td>Identificativo Radio: IFMF2</td> <td>Dimensione fuochi diurna x lanterna estrema:</td> </tr> <tr> <td>Bandiera: Italy (IT)</td> <td>27.2m x 6m</td> </tr> <tr> <td>AIS Tipo di nave: Tug</td> <td>Anno di costruzione: 2006</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Stato: Attivo</td> </tr> </table>	IMO: 8746997	Stazza Lorda: 128	MMSI: 247176500	Deadweight: 145 t	Identificativo Radio: IFMF2	Dimensione fuochi diurna x lanterna estrema:	Bandiera: Italy (IT)	27.2m x 6m	AIS Tipo di nave: Tug	Anno di costruzione: 2006		Stato: Attivo
IMO: 8746997	Stazza Lorda: 128												
MMSI: 247176500	Deadweight: 145 t												
Identificativo Radio: IFMF2	Dimensione fuochi diurna x lanterna estrema:												
Bandiera: Italy (IT)	27.2m x 6m												
AIS Tipo di nave: Tug	Anno di costruzione: 2006												
	Stato: Attivo												

Tempo di navigazione: Partenza da Civitanova Marche – Sarago Mare: 15-20 min.

M/N SHARK

E' un mezzo dedicato al campo Rospo Mare.

	 <p>MN SHARK Unspecified</p> <table border="0"> <tr> <td>IMO: -</td> <td>Gross Tonnage: -</td> </tr> <tr> <td>MMSI: 247118100</td> <td>Deadweight: -</td> </tr> <tr> <td>Call Sign: IQKB</td> <td>Length Overall x Breadth Extreme:</td> </tr> <tr> <td>Flag: Italy (IT)</td> <td>24m x 6m</td> </tr> <tr> <td>AIS Vessel Type: Unspecified</td> <td>Year Built: -</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Status: Active</td> </tr> </table>	IMO: -	Gross Tonnage: -	MMSI: 247118100	Deadweight: -	Call Sign: IQKB	Length Overall x Breadth Extreme:	Flag: Italy (IT)	24m x 6m	AIS Vessel Type: Unspecified	Year Built: -		Status: Active
IMO: -	Gross Tonnage: -												
MMSI: 247118100	Deadweight: -												
Call Sign: IQKB	Length Overall x Breadth Extreme:												
Flag: Italy (IT)	24m x 6m												
AIS Vessel Type: Unspecified	Year Built: -												
	Status: Active												

Tempo di navigazione: Partenza da Vasto – Rospo Mare: 45 min

7.10.4. MEZZI AEREI D'APPOGGIO

ELICOTTERO I-KERA A109 S



D.O. SIRACUSA

Tempo di volo: 25 min dalla base di Siracusa al Campo Vega; 8 min. dalla base di Pozzallo al Campo Vega.

In caso di emergenza ambientale in mare Edison si può avvalere del supporto di altri mezzi forniti dalla società Augustea ormeggiati nel Porto di Pozzallo. A tal fine è in vigore un contratto tra le parti.

D.O. SAMBUCETO

Tempo di volo: 25 min dall'aeroporto di Pescara al Campo Rospo Mare;






Tempo di volo: 35 min dall'aeroporto di Pescara al Campo Sarago Mare.

7.10.5. CARATTERISTICHE DISPOSITIVI ANTINQUINAMENTO

Di seguito vengono descritte le caratteristiche tecniche dei vari dispositivi antinquinamento in dotazione alle diverse installazioni dei campi operati da Edison.

PANNE D'ALTURA MODELLO VBGH 1800

Impiegate esclusivamente per il campo Vega, sono barriere pneumatiche galleggianti d'altura **modello VBGH 1800**, idonee al contenimento per il recupero di idrocarburi in mare aperto, progettate e costruite per soddisfare tutte quelle esigenze procurate dall'utilizzo di primo intervento in mare aperto.

  <p>VBGH 1800 d'altura barriera galleggiante di primo intervento</p>	  <p>SOFFIANTE e RULLO</p>	 <p>VIRA SISTEMI</p> <p>Barriera galleggiante d'altura modello VBGH 1800</p> <p>Altezza barriera: 1800 mm Larghezza: 12000 mm Spessore: 100 mm Peso: 100 kg/m</p> <p>Caratteristiche tecniche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Materiale: Polietilene ad alta densità (HDPE) in forma di foglio. 2. Inflazione: Inflazione a caldo. 3. Ancore: Ancore in acciaio inossidabile. 4. Componenti: Soffiante e rullo. <p>Il sistema è studiato per il contenimento di idrocarburi in mare aperto.</p>
--	---	---

Modello VBGH 1800

- Barriere galleggianti di tipo gonfiabile;
- tessuto gommato neoprene®-hypalon® ad elevata resistenza (carico di resistenza a trazione $CR \geq 7500N/5cm$, peso tessuto $2,1 kg/m^2$);
- colore nero;
- altezza totale sgonfia: 180 cm ca.;
- parte emersa (sopranatante) di forma cilindrica: diametro 50-55 cm ca. (gonfia); altezza 60 cm ca. (sgonfia);
- parte immersa (grebiulatura): 100 cm ca.;
- spezzoni modulari da 20 m (3 camere gonfiabili indipendenti per ogni spezzone);
- sistema di aggancio/sgancio rapido in acciaio inox;
- terminali a piattina forata in acciaio inox annegata nel dorso della barriera (rinchiusi tra due strati di tessuto, chiusi a risvolto; carico delle sollecitazioni di traino distribuito);
- zavorrata con coppie di piastre di acciaio zincato a caldo serrate con viteria inox;
- valvole di immissione e scarico d'aria ad ampio flusso di tipo "Monsun XII";
- rinforzata perimetralmente da cima anti intaglio.

PANNE D'ALTURA MODELLO KLEBER BALEAR 323

A disposizione del Distretto Operativo di Sambuceto, possono essere utilizzate in alto mare, in acque costiere aperte, estuari, fiumi e aree portuali. La diga di BALEAR è di tipo "tenda con riserva di galleggiamento".

La diga è realizzata in tessuto PVC, arancio brillante, questo materiale ha una forte resistenza agli agenti atmosferici (UV, alta igrometria, cattivo tempo, ecc.).

Questo sistema ha molti vantaggi sia per la sua installazione che per il suo utilizzo.

L'installazione non richiede grandi mezzi, il lancio è facile (da 1 a 2 m/s). La diga è auto-galleggiante e non richiede attrezzature di gonfiaggio. La sua struttura multicellulare gli conferisce un eccellente comportamento tra le onde.



Modello Kleber Balear 323

- Lunghezza di un elemento: 25 m;
- Altezza totale: 1,45 m;
- Parte emersa: 0,58 m;
- Parte sommersa: 0,87 m;
- Peso: 12 Kg/m;
- Diametro del filo della catena: 18 mm;
- Carico rottura della catena di zavorra: 32000 daN;
- Carico di rottura della cinghia di cresta: 4500 daN;
- Colore: Arancio.

BARRIRE GALLEGGIANTI - EXPANDI SYSTEM

Le barriere galleggianti mod. 4300 sono impiegate per il campo Rospo Mare e sono composte da sezioni singole di 15,2 m complete di adattatori di traino (coppia), cinghia per imbracamento gru, copertura di protezione, Roto Pac mod. 43-25 (lancio recupero e lavaggio delle barriere), motore idraulico atto a sollevare le barriere in oggetto, generatore di forza idraulica azionato a motore elettrico con protezione antideflagrante.



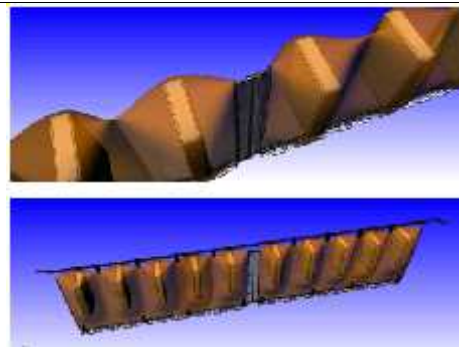
Modello EXPANDI SYSTEM 4300

- Panne d'altura;
- Lunghezza per sezione: 15.2 m;
- Materiali: PU/PVC;
- Volume di invio per sezione: 0.39 m3;
- sezione confezionata: 1100 x 870 x 400 mm;
- Peso: 90 kgs per sezione;
- Galleggiabilità: 142 kgs per metro;
- Resistenza alla trazione totale: 31000 kgs;

- Efficace in onde fino a: 3 m;
- Stabile in venti fino a: 25 m/s;
- Stabile in correnti fino a: Più di 5 nodi;
- Temperatura di lavoro: -40°C +74°C;
- colore arancio.

BARRIERE GALLEGGIANTI - BE 130 ZENIT

Le barriere galleggianti BE-130 della Zenit Ambiente sono utilizzate per il campo Rospo Mare. Di facile installazione, risultano particolarmente adatte per contenere inquinamenti da oli, idrocarburi o altri liquidi pericolosi e non. La barriera è realizzata con un robusto tessuto poliestere spalmato in PVC tipo Poly Panama 900 ignifugo messo a doppio strato. Il sistema di spinta e di galleggiamento è garantito da sagome in schiuma di polietilene espanso a celle chiuse (PE) Stratocell® e sono compartite in modo da assicurare una uniforme galleggiabilità. Lungo la longitudinale superiore, a separazione delle camere di alloggiamento delle sagome galleggianti, vengono cucite delle fascette atte all'alloggio del nastro superiore per agevolare il tiro a bordo della barriera stessa. La zavorra (catene a maglia genovese, zincata) viene collegata ai connettori di giunzione dei moduli. Appositi dispositivi rinforzati vengono posti lungo la longitudinale inferiore al fine di garantire la corretta posizione di lavoro. La barriera BE-130 viene fornita in moduli standard da 50 m. e collegati l'uno all'altro tramite connettori tipo ASTM a "Z" in lega d'alluminio 60/63 e perno in acciaio INOX AISI 316.



Modello BE 130 ZENIT

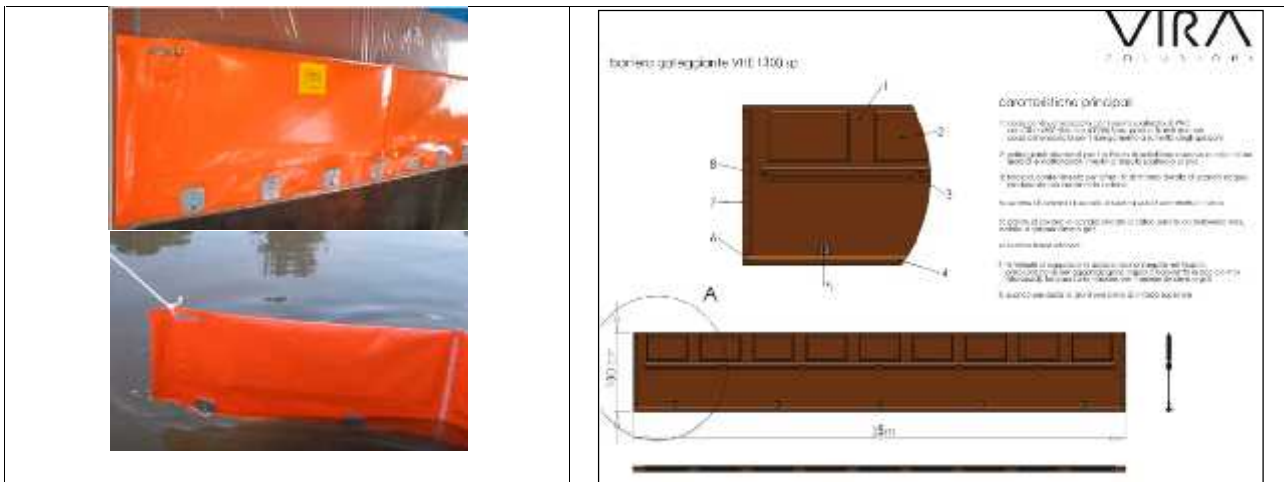
- Panne d'altura;
- Altezza: 1300 mm;
- Lunghezza per sezione: 50 m;
- Peso: 6,5 kg/m ca.;
- Resistenza alla trazione totale: 0,741 N/mm² longitudinale; 0,690 N/mm² trasversale;
- Temperatura di lavoro: -30°C +70°C;
- colore arancione;

- allungamento a rottura: longitudinale 80%; trasversale 75%;
- resistenza alla compressione: 25% 0,075 N/mm²; 50% 0,180 N/mm²; 75% 0,473 N/mm²;

PANNE RIGIDE – MODELLO VHE 1300

Stoccate c/o i Depositi di Pozzallo e di Ortona, le barriere galleggianti rigide **modello VHE 1300** idonee al contenimento per il recupero di idrocarburi in acqua, ed adatta per interventi veloci in acque non particolarmente mosse.

Questa barriera è pronta all'uso, può essere messa in acqua in brevissimo tempo anche da personale inesperto e può agevolmente essere stoccata a terra interamente armata ripiegata a soffietto o su appositi rulli motorizzati. Serve a contenere e a convogliare tutto ciò che galleggia o che si trova sotto il pelo libero dell'acqua. Questo tipo di barriera è anche adatta ad essere utilizzata come impianto fisso in acque non particolarmente agitate.



Modello VHE 1300;

- Barriere galleggianti di tipo rigido;
- tessuto spalmato di PVC ad alta resistenza (CR \geq 4200N/5cm, peso tessuto 1,3 kg/m², spessore tessuto 1,1-1,2 mm ca);
- altezza totale barriera 130 cm;
- parte emersa 50 cm ca.;
- parte immersa 80 cm ca.;
- realizzata con lastre di polietilene espanso (*) a celle chiuse inserite in tasche ricavate sul dorso della barriera;
- spezzoni modulari da 25 m, innesto tra spezzoni attraverso agganci/sganci in acciaio inox;
- Zavorrata con catena di acciaio zincato a caldo inserita in tasca inferiore (o piastre di zavorra);
- Dotata di maniglie rinforzate ricavate sul dorso della barriera;
- Predisposta per ancoraggio al fondo;

- Rinforzata perimetralmente;
- Ripiegabile a soffietto.

PANNE COSTIERE – MODELLO VH 900

Sono presenti c/o i depositi di Pozzallo e di Ortona. Sono barriere pneumatiche galleggianti costiere, idonee al contenimento per il recupero di idrocarburi in mare progettate e costruite per soddisfare tutte quelle esigenze procurate dall'utilizzo di primo intervento in mare in prossimità della costa, all'interno di porti o insenature con mare protetto.



Modello VH 900

- Tipo rigido, in tessuto spalmato di PVC ad alta resistenza ($CR \geq 4200N/5cm$, peso tessuto 1,3 kg/m², spessore tessuto 1,1-1,2 mm ca.);
- Altezza barriera 90 cm;
- Parte emersa 28-30 ca.;
- Parte immersa 62-60 cm ca.;
- Realizzata con blocchi parallelepipedi di polietilene espanso a celle chiuse inseriti in tasche verticali ricavate sul dorso della barriera;
- Spezzone modulare da 25 m;
- Terminali in acciaio inox annegati nel tessuto;
- Innesto tra spezzoni attraverso agganci/sganci rapidi in acciaio inox;
- Zavorrata con catena di acciaio zincato a caldo inserita in tasca inferiore o piastre di zavorre;
- Predisposta per ancoraggio al fondo o laterale;
- Rinforzata perimetralmente con cima annegata nel bordo inferiore;
- Ripiegabile a soffietto;
- Colore del dorso: arancione.

PANNE OLEOASSORBENTI – MODELLO VASG 20

Utilizzate per tutti i campi operati da Edison, le panne oleo assorbenti galleggianti, **modello VASG 20**, sono utilizzate per raccogliere eventuali piccoli spargimenti di idrocarburi o sostanze oleose galleggianti presenti sulla superficie dell'acqua. Devono essere usate per la raccolta delle sostanze, non per il contenimento, che viceversa deve essere fatto con opportune barriere galleggianti o altri sistemi. Le panne

tendono a saturarsi e a perdere portata di raccolta riempiendosi di inquinanti. Le panne sature vengono opportunamente smaltite.



Modello VASG20

- realizzata in fiocco di polipropilene idrorepellente contenuto in sacca di TNT di polipropilene rivestita da rete tubolare monofilo (titolo (dtex): 2,30; tenacità (cN/tex): 25,1; allungamento (%): 392; coesione (g): 104; ensimaggio (%): 0,39; bagnabilità (s): 28.800);
- diametro 20 cm ca.;
- spezzoni modulari da 3 m di lunghezza (uniti fra loro per formare una catena da 4pz);
- 2 moschettoni per aggancio tra spezzoni;
- cima di rinforzo per trazione e traino lungo tutta la lunghezza dello spezzone;
- fornite in sacche contenenti 4 pezzi pre-uniti fra loro di panne oleoassorbenti con 25 m di cima di traino premontata;
- Capacità assorbente: in funzione degli inquinanti e della saturazione, per sostanze oleose circa 7-8 l/kg.

MATERIALE OLEOASSORBENTE – MODELLO ECOSTAR E 100

Il materiale oleoassorbente è presente c/o i Depositi di Ortona e Pozzallo.

Gli assorbenti idrorepellenti sono adatti per la prevenzione e l'eliminazione di sversamenti e per l'assorbimento di olio, derivati e grassi. Possono essere utilizzati sia su specchi d'acqua che su suolo. Certificato ed omologato dal Ministero dell'Ambiente per la Tutela del Territorio e del Mare.



Modello Ecostar E 100

- Grammatatura: 400 gr/m²;

- Capacità di assorbimento: dim. 48x43;
- Quantità per confezione: pz 100;
- Capacità assorbimento al foglio: 1,66 lt;
- Tempo di saturazione: fino a 90 secondi - max 120;
- Materiale: PP Melt Blown;
- Colore: bianco.

SKIMMER

C/o i depositi di Pozzallo e di Ortona, sono presenti due tipologie di skimmer (recuperatori meccanici di idrocarburi) omologati per il recupero/contenimento di gasolio/blend degli idrocarburi prodotti nei vari siti offshore e conformi al D.M. 23/01/2017.

Sono inoltre presenti altre due tipologie di skimmer (una per ciascun deposito), con una capacità di recupero inferiore ai 35 mc/ora. Sono di seguito riportate le differenti tipologie e con le relative caratteristiche tecniche.

SKIMMER MODELLO ARON SK4-450/2-OL

Skimmer galleggiante a rulli. Presente c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo.



IMAGE SHOWN FOR ILLUSTRATION ONLY

TECHNICAL DATA	
Recovery rate	40 m ³ /h
Overall dimension	1300x1570 mm
Drum nr.	4
Materials	PP/HDPE
Skimmer weight	68 Kg
Hydraulic Powered	130-200 bar
Consumption	40 l/min

Modello ARON SK4-450/2-OL (per oli pesanti – viscosità a 50°C: 311,9m²/s);

- portata di recupero olio 40 m³/h con efficienza olio/acqua >98%;
- dimensioni di ingombro 1300x1570mm H500 mm;
- Peso skimmer: 80 kg (inclusa pompa a bordo);
- Materiali di costruzione: PP e HDPE;
- Alimentazione oleodinamica;
- Skimmer marcato CE;
- Regolazione velocità rulli e pompa tramite power pack equipaggiato con pompa a bordo skimmer del tipo ad immersione da 3” con motore idraulico;
- Girante monocanale chiusa, materiali girante e corpo pompa Inox, connessione di uscita 3” femmina camlock, prevalenza in uscita 35m @ 40 m³/h;

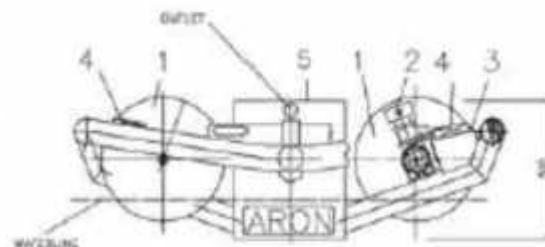
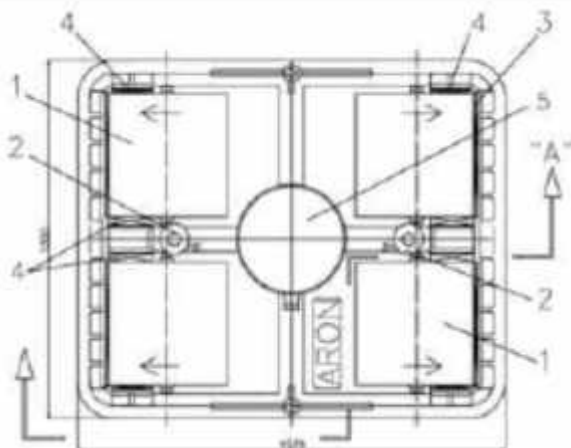
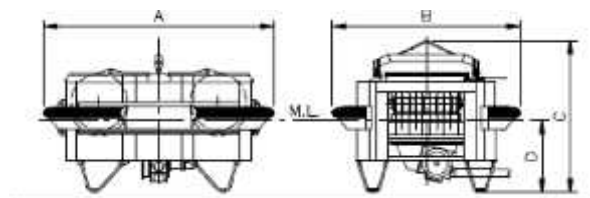
- Equipaggiato con nr 2 motori per la rotazione dei rulli a coppia, portata motore 20 l/min ciascuno, rotazione dei rulli 0-40 rpm variabile e regolabile da power pack;

Centralina idraulica per alimentazione skimmer mod. ARON SK4-450/2-OL

- Motore Diesel da 10,5 HP - Pressure: 130-200 bar;
- Avviamento elettrico e a strappo;
- In allestimento speciale con tripla pompa per comandare i nr 2 motori dello skimmer e la pompa di trasferimento olio recuperato;
- Telaio in acciaio inox;
- Dimensioni di ingombro 850x600x650 mm, peso circa 90 kg.

SKIMMER MODELLO DISCOIL FD 50 (per oli ad alta e media viscosità)

Presente c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo.

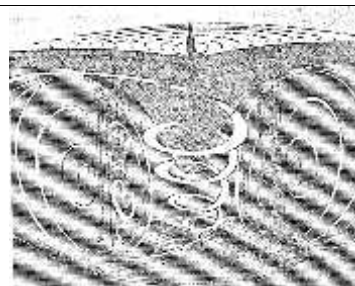


- 1-DRIVE
- 2-HYDRAULIC MOTORS
- 3-FRONTAL OIL SCRAPERS
- 4-SIDE OIL SCRAPERS
- 5-TANK FOR HYDRAULIC PUMP

<p>Struttura e protezioni: Struttura tubolare portante in acciaio inox AISI 316. Galleggianti, vasca di raccolta e canali convogliatori in lega leggera per impieghi marini.</p> <p>Dischi: 20 dischi policentrici diam. 760 in acciaio inox con particolare trattamento superficiale. Velocità variabile da 0 a 35 giri al minuto a mezzo motoriduttore oleodinamico. La velocità è regolata da quadro di comando, posto sul generatore, in funzione del tipo e spessore del prodotto da raccogliere.</p> <p>Pattini raschiatori: 40 pattini auto affilanti in elastomero ad alta resistenza meccanica e chimica vulcanizzati, montati su appositi supporti autocentranti e a pressione predeterminata e costante.</p> <p>Pompa di trasferimento: Volumetrica a disco cavo con recupero automatico dei giochi per consentire il passaggio di prodotti a medie e alte viscosità. Portata max 50 m³/h alla pressione max 3-4 bar.</p>	<p>Velocità variabile da 0 a 400 giri/min. La regolazione della velocità della pompa va effettuata, dal quadro di comando posto sul generatore, in funzione della viscosità e della quantità del prodotto recuperato. Costruita in bronzo e acciaio inox AISI 316 con tenuta doppia ad anello in VITON o tenuta meccanica per alte pressioni. Filtro a cesto in acciaio inox montato sulla vasca di raccolta prodotto a protezione della pompa di scarico.</p> <p>Tubazioni e raccordi: Tubazioni oleodinamiche rigide in acciaio inox. Tubazioni oleodinamiche flessibili tipo SAE 100 R1, lunghezza standard 20 m muniti di innesti rapidi. Tubo flessibile animato per scarico prodotto (diametro interno 100 mm) lunghezza standard 20 m con raccordo rapido.</p> <p>Generatore oleodinamico: Mod. GO 52+25/V-3D Azionato da motore Diesel 4 tempi raffreddato ad aria, avviamento elettrico. Potenza continua 30 kW a 2600 rpm</p>
---	---

SKIMMER MODELLO VORTEX VM25

C/o il deposito di Ortona sono presenti due recuperatori Vortex. Il dispositivo sfrutta la capacità di recupero determinata dall'effetto vortice generato dalla rotazione dei tre elementi galleggianti in PVC. Mediante l'utilizzo di appositi tubi flessibili, il volume recuperato viene così inviato nel volume di contenimento dedicato.



Principio di funzionamento

Modello Vortex VIM 25

- portata di recupero olio 25 m³/h;
- Numero moduli flottanti: 3;
- Materiale dei moduli: plastica/PVC;
- Dimensione complessiva: 2,5 m;
- Dimensione senza galleggianti: 1,03 m;

- Dimensione galleggianti: 1,00 m;
- Peso: 100 kg;
- Motore pneumatico: GLOBE SRBM 60 da 0,37 kW rotazione 16-47 gpm;
- Area compressa necessaria: 120 Nm³/h, 7 bar eff.
- Pressione di scarico: 2-5 bar;
- Valvola di riduzione della pressione manuale con dispositivi di lubrificazione e filtrazione;
- Tubo flessibile DN 65: 20 m;
- Tubo flessibile pieghevole per aria compressa DN 15: 20 m.

SKIMMER MODELLO FOILEX

In dotazione c/o il deposito di Pozzallo. E' uno Skimmer a sbarramento ad alte prestazioni. Adatto a tutti i tipi di fuoriuscite di petrolio, da gasolio leggero a idrocarburi pesanti, anche se mescolati a detriti.



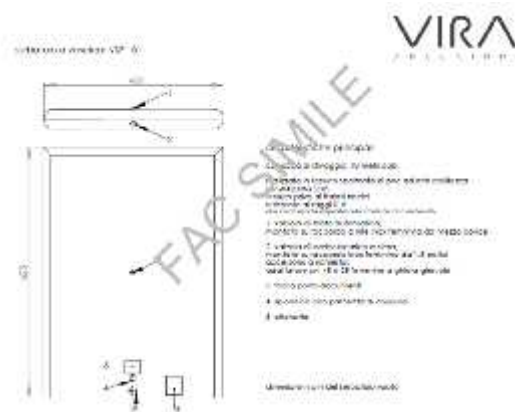
Technical Specification

Pump	FOILEX TDS 200	Discharge couplings	Outer BSP thread R4" with Camlock male
Capacity, cont. intern.	70 m ³ /h, 625 rpm (310 USgpm)	Materials	
Max pressure	85 m ³ /h, 780 rpm (375 USgpm)	Pump Casing	Stainless steel
Viscosity range	10 bar (150 psi)	Inlet Weir	Stainless steel
Debris handling	0 - 10° cSt	Floatation Frame	Stainless steel
	4 cutting knives at inlet and 3 at outlet, 6 cns/rev	Floats	Oil resistant polyethylene
		Weir Lip	Fiberglass reinforced polyester
Hydraulic flow	0 - 100 l/min (0 - 26 USgpm)	Draught	700 mm (28 in)
Max. hydr. oil pressure	200 bar cont. (2940 psi)	Coating	Oil and chemical resistant polyurethane/epoxy
Inlet opening	Ø200 x 130 mm, 360°	Dimensions	
Maximum solids	Ø50 mm (Ø2 in)	Frame incl. pump	L x W x H 2260 x 2040 x 1050 mm (89 x 80 x 41 in)
Inlet weir		Weight	
Flow controlled up/down adjustment with automatic parallel weir lip movement to surface.		Skimmer unit total	170 kg (375 lbs)
Entrance diameter	Ø650 mm (Ø26 in)	Pump	90 kg (200 lbs)
Skimming gap	0 - 150 mm (0 - 6 in)	Shipping volume	1,6 m ³ (56 ft ³)
Controls		Shipping weight	290 kg (640 lbs)
Directions	Pump - 0 - Reverse		
Speed	0 - 625 rpm, cont.		
Hydraulic couplings			
Pressure	Outer BSP thread R 3/4"		
Return	Tema or Aeroquip 3/4" Female		
	Tema or Aeroquip 3/4" Male		

CISTERNE DI RACCOLTA MODELLO VSF 25 E MODELLO VSF 100

Cisterne omologate per il recupero/contenimento di gasolio/blend/greggio prodotti nelle varie installazioni offshore.

Le cisterne sono presenti c/o i depositi di Ortona e di Pozzallo secondo quanto riportato nella scheda descrittiva delle specifiche tecniche.



Serbatoio flessibile a vescica Modello VSF 25;

- Cisterne da 25 mc (12 pezzi c/o deposito Pozzallo; 8 pezzi c/o deposito Ortona);
- Dimensioni (carico): 6x5x1m;
- Forma: a vescica con base rettangolare;
- Impronta a terra (base): rettangolo da 6x5m, con angoli arrotondati;
- Indicato per stivaggio temporaneo di 25 m³ ca di acqua sporca di idrocarburi;
- Realizzato in tessuto spalmato di pvc ad alta resistenza (CR>= 4200 N/5cm, peso 900 g/m²);
- Dotato di valvola superiore per sfiato aria;
- Dotato di codolo filettato in acciaio inox da 1,5”;
- Dotato di valvola a sfera;
- Dotato di 6 ganci a D per fissaggio di sicurezza;
- Dotato di placca in velcro per etichettatura cliente;
- Peso stimato: 50-55 kg ca;
- Ingombro ripiegato: circa 0,5mc.

Modello VSF 100;

- Cisterne da 100 mc x 1 pezzi (c/o deposito di Ortona);
- Dimensioni (carico): 12x9x1,4 m;
- Forma: a vescica con base rettangolare;
- Impronta a terra (base): rettangolo da 12x9m, con angoli arrotondati;
- Indicato per stivaggio temporaneo di 100 m³ ca di acqua sporca di idrocarburi;

- Realizzato in tessuto spalmato di pvc ad alta resistenza (CR \geq 4200 N/5cm, peso 900 g/m²);
- Dotato di valvola superiore per sfiato aria;
- Dotato di codolo filettato in acciaio inox da 4”;
- Dotato di valvola a sfera;
- Dotato di 12 ganci a D per fissaggio di sicurezza;
- Dotato di placca in velcro per etichettatura cliente;
- Peso stimato: 250 kg ca;
- Ingombro ripiegato: circa 2 mc.

DISPERDENTE – CHIMSPERSE 4000

Prodotto disperdente designato per la bonifica di idrocarburi in mare, omologato dal MATTM e testato sui prodotti petroliferi dell’Operatore Edison. E’ presente su tutti gli impianti/depositi.



Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 è un prodotto specificatamente designato per la bonifica di idrocarburi in mare. Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 agisce come disperdente, riduce le dimensioni delle gocce di olio in acqua a livello microscopico grazie all’azione di riduzione della tensione interfacciale. L’aumento della superficie di contatto, quindi, favorisce la degradazione dell’olio da parte dei microrganismi naturalmente presenti nelle acque di mare. Tra le sostanze costituenti il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 e i contaminanti non avviene alcuna reazione chimica. Non si ha, infatti, formazione di prodotti intermedi potenzialmente pericolosi. Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 è approvato dal Ministero dell’ Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ed è omologato per l’utilizzo in condizioni di mare calmo e mosso.

APPLICAZIONE

Il CHIMEC CHIMSPERSE 4000 è efficace in acque di mare, in condizioni di mare calmo e mosso. Il prodotto deve essere nebulizzato sulla superficie d’acqua inquinata attraverso pompe dotate di dispersore del getto. Il dosaggio varia in funzione della quantità e della qualità dell’idrocarburo inquinante. I tecnici CHIMEC forniranno tutta l’assistenza tecnica necessaria per ottenere risultati ottimali.

Proprietà fisiche e chimiche

Colore.....	da incolore a giallo-ambra
Colore.....	la variabilità di colore del prodotto non ne influenza l’efficacia.
Punto di congelamento (°C).....	< - 10
Densità a 20°C (gr/cm ³).....	1.00 ± 0.02
Solubilità in acqua (% peso).....	completa
pH (prodotto puro).....	4.8 - 7.8
Punto di infiammabilità (ASTM D93)(°C).....	> 100
Temperatura di autoaccensione (°C).....	> 150
9.2. Altre informazioni.....	Le proprietà fisiche e chimiche riportate in questo documento non debbono essere considerate Specifiche Tecniche di prodotto, e quindi non costituiscono un obbligo contrattuale.

EGMOPOL

Le unità EGMOL sono attrezzature specializzate per la lotta all'inquinamento galleggiante nei porti, negli estuari costieri, nei fiumi e nei corpi idrici in genere. Sono il supporto flottante dello skimmer meccanico e allo stesso tempo garantiscono un'importante stoccaggio intermedio dei prodotti recuperati che trasportano in modo autonomo.

L'unità EGMOPOL è in genere presente sulla FSO Alba Marina o c/o il deposito di Ortona per attività di verifica/manutenzione.

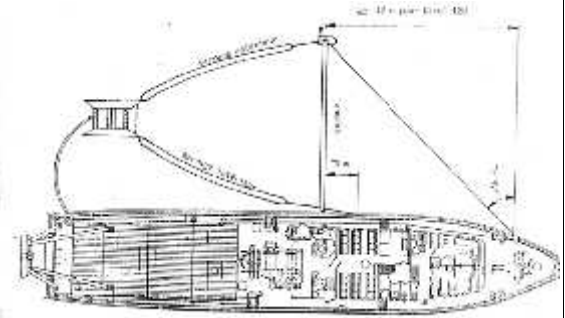


EGMOPOL

- Dimensioni (configurazione trasporto): 10,50x4,05 m;
- Peso: 8000 kg;
- Altezza totale scafo: 2,40 m;
- Parte sommersa: 0,35 m;
- Parte sommersa a pieno carico: 0,65 m;
- Capacità serbatoio: 15 m³;
- Velocità massima: 6,5 nds;
- Diametro dell'evoluzione: 16 m;
- Autonomia: 12 ore.

STOPOL 120 (BASE ORTONA)

Lo STOPOL è un'attrezzatura di recupero degli idrocarburi sversati accidentalmente nei corpi idrici in genere. Gli idrocarburi sono deviati da una diga galleggiante la cui apertura è controllata da un tangone divaricatore. Sono recuperati nella vasca inferiore da un catamarano equipaggiato con rulli oleofili.



II.1 a) Pompa di ripresa dell'olio

Pompa a vite epinoidale* per liquidi viscosi ed acqua di mare

Portata: 40 m³/ora d'olio a 10,000 rpm

Pressione di esercizio 4 bar

La pompa è azionata da un motore idraulico.

II.1 b) Barriera e rivestimento

Le parti metalliche sono rivestite per prevenire la ruggine marina.

Dopo installazione DA 2,5

- 2 strati di spessore primario DA 4
- 1 strato intermedio al substrato di piombo
- 1 strato di finitura a nido d'ape/epossidico DA 4

II.1 c) Dimensioni generali del Carol

Lunghezza 1 2,0 m
Larghezza 1 2,0 m
Altezza 1 1,1 m
Peso totale 1 250 kg

II.2 - Barriera HETEC a 2 elementi

Ogni elemento è lungo 12,00 metri e comprende:

- 1 camera cilindrica gonfiabile
- 1 barriera da 0,2 m
- 1 intesa a monte fucinato di contrappeso nella parte inferiore
- 1 maglia di rinforzo al livello della linea di flottaggio

La barriera è fissata lungo il generatore Carol che opportunamente viene in funzione per mezzo di gonfiaggio.

Caratteristiche della barriera

Lunghezza di un elemento 12,0 m
Tirante d'acqua 0,2 m
Tirante d'aria 0,8 m
Contropeso (catena) 4 Kg/m
Resistenza alla rottura 10.000 daN

Caratteristiche di collegamento

Peso totale 8 Kg/m
Maglia di rammentazione 4 pct ogni elemento
Pressione di gonfiaggio 50 a 100 mbars
Collegamento tra gli elementi per mezzo di chiave in alluminio

II.4 - Generatore di potenza (Isaroweb)

Il generatore di potenza serve a mettere in moto la Stoppel e tutti i suoi elementi.

Lunghezza 2,0 m
Larghezza 2,0 m
Altezza 1,5 m
Peso 1.000 Kg circa

II.4 a) Generatore

- 1 motore diesel
- 1 quadro di controllo
- 1 presa di potenza per la pompa idraulica aziona la pompa di ripresa di idrocarburi
- 1 presa di potenza ausiliaria per la pompa idraulica aziona i termori, la vite d'Archimede ed il compressore d'aria.

II.4 b) Gruppo idraulico

- 2 pompe idrauliche aziona la pompa di ripresa dell'olio
- 4 pompe idrauliche azionano i termori e la vite d'Archimede.

Caratteristiche della barriera

Lunghezza di un elemento 12,0 m
Tirante d'acqua 0,2 m
Tirante d'aria 0,8 m
Contropeso (catena) 4 Kg/m
Resistenza alla rottura 10.000 daN

Caratteristiche di collegamento

Peso totale 8 Kg/m
Maglia di rammentazione 4 pct ogni elemento
Pressione di gonfiaggio 50 a 100 mbars
Collegamento tra gli elementi per mezzo di chiave in alluminio

II.4 - Generatore di potenza (Isaroweb)

Il generatore di potenza serve a mettere in moto la Stoppel e tutti i suoi elementi.

Lunghezza 2,0 m
Larghezza 2,0 m
Altezza 1,5 m
Peso 1.000 Kg circa

II.4 a) Generatore

- 1 motore diesel
- 1 quadro di controllo
- 1 presa di potenza per la pompa idraulica aziona la pompa di ripresa di idrocarburi
- 1 presa di potenza ausiliaria per la pompa idraulica aziona i termori, la vite d'Archimede ed il compressore d'aria.

II.4 b) Gruppo idraulico

- 2 pompe idrauliche aziona la pompa di ripresa dell'olio
- 4 pompe idrauliche azionano i termori e la vite d'Archimede.

II.6 Gru per acqua in acqua (facoltativa)

Se la nave è dotata di gru di ponte questa potrà essere utilizzata per mettere in acqua il Carol.

Del tipo a contrappeso prendendo una gru, facoltativa, per essere in acqua, molto larga (9 m), piccola telecamera da 3 m e sensore idraulico, azionato da un power pack.

III - Inchi della Stoppers

La consegna della Stoppel viene fatta in "pacchi" pronti per essere installati (salvato e bollato) sul ponte della nave.

Sono esclusi:

- i lavori di installazione
- lo stoccaggio degli elementi.

Restano a Vo disposizione per aiutarvi a risolvere i problemi di installazione e specialmente di stoccaggio.

8. SVILUPPO BUONE PRASSI

8.1. Registrazione dati pertinenti perforazione (art. 19 comma 11-DLgs 145-15)

Durante le attività di perforazione, così come previsto dall'art. 19 comma 11 del DLgs 145/15, Edison provvede alla registrazione dei dati maggiormente significativi, in modo condiviso con l'ufficio UNMIG di pertinenza.

I parametri di perforazione e le informazioni attinenti la geologia provenienti dai pozzi vengono trasmessi e vanno a popolare un database che viene aggiornato in tempo reale. Tale archivio è ospitato in due Server (Black Box 1 – Black Box 2) ubicati fisicamente nel locale CED del Distretto Operativo EDISON.

La soluzione tecnica adottata è strutturata per garantire gli steps di: Processo, Acquisizione, Trasmissione e Archiviazione dei dati.

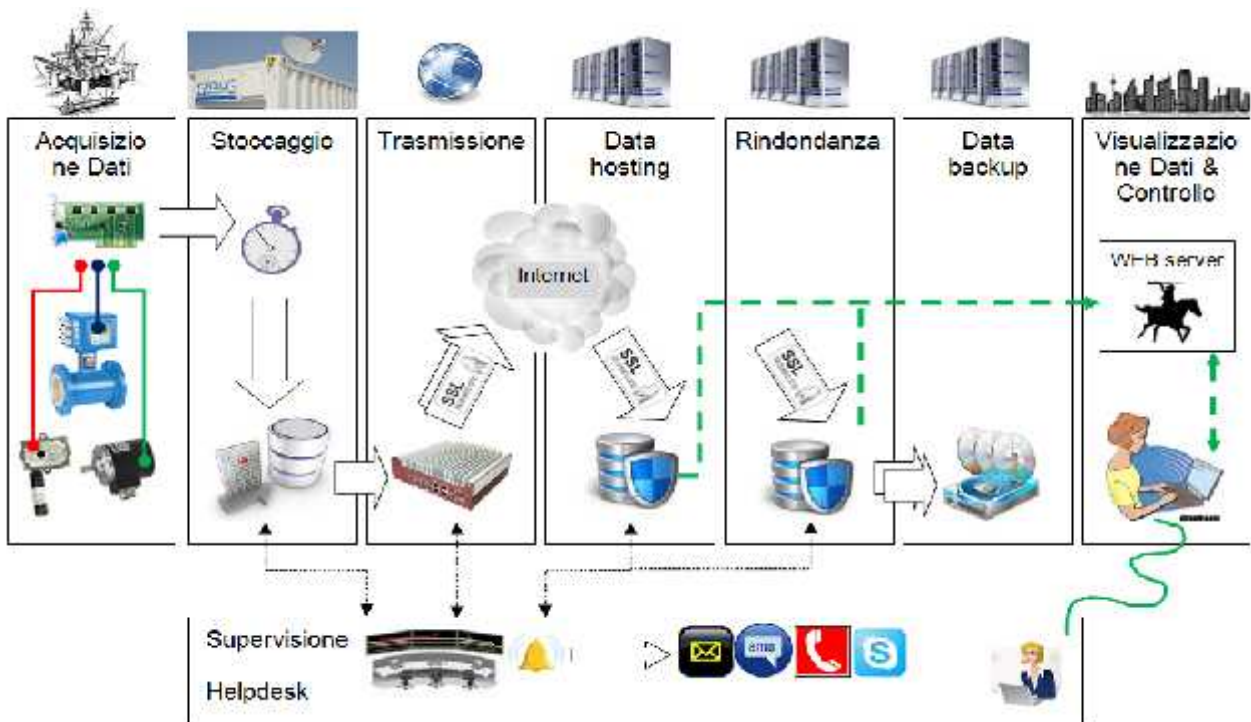


Fig. 11 – Registrazione dati attività di perforazione

L'Acquisizione dati è affidata a un contrattista qualificato che ha in appalto il servizio H24 di Mudlogging; I parametri vengono acquisiti in tempo reale e salvati nel database con frequenza di campionamento di 5 secondi con trasmissione simultanea a:

- Server primario Black Box 1 (D.O. EDISON)
- Server secondario Black Box 2 (D.O. EDISON)
- Wellcoms Web Farm (Contrattista)

I parametri acquisiti vengono elencati nel tabulato in calce:

ITEM	DRILLING	MUD SYSTEM	GAS COMPOSITION
1	Time	Mud density in – kg/m3	Total Gas - ppm
2	Date	Mud density out – kg/m3	Methane – ppm
3	24 hours Clock Time	Mud Flow in – l/min	Ethane – ppm
4	Depth bit (meas) - m	Mud Flow Out - %	Propane – ppm
5	Depth Bit (vert) – m	Pump stroke rate 1 – nr	I Butane – ppm
6	Depth Hole (meas) - m	Pump stroke rate 2 – nr	N Butane – ppm
7	Depth Hole (vert) - m	Pump stroke rate 3 – nr	I Pentane – ppm
8	Block position – m	Pump stroke Count (cum) –nr	N Pentane – ppm
9	Rate penetration -	Stand pipe Pressure – kg/cm2	
10	Hookload (max) – Ton	Tank Volume (active) – m3	
11	Hook load (avg) – Ton	Trip Tank volume – m3	
12	Weight on bit (max) – Ton		
13	Weight on bit (avg) – Ton		
14	Rotary Speed – rpm		
15	Bit revolution (down hole) – rpm		
16	Rotary torque – kgm		

Tabella 4 – Registrazione dati attività di perforazione

La modalità di invio dati dalla Unit, ubicata sul mezzo o comunque sul luogo dove è presente il mezzo di perforazione, è “solo invio” (outgoing connection). I dispositivi di replica dei dati non hanno IP pubblici e non sono quindi rintracciabili. In particolare, la modalità di protezione software è distinta per Sito di Acquisizione Mudlink (lato Rig dove i dati vengono acquisiti), di Transito e quella dei dati Stoccati nell’infrastruttura collocata nel CED del D.O. EDISON:

- Protezione di Acquisizione Mudlink : è posizionato dentro una LAN protetta, da un Router e Firewall, gestita dal contrattista e comunque non raggiungibile dall’esterno visto che non accetta “incoming connections”;
- Protezione di Transito: i dati sono criptati a 1024 SSL (Secure Socket Layer) RSA (stessa tipologia usata per le transazioni bancarie);
- Protezione di Stoccaggio: tutte le porte TCP sui due Server BB1 - BB2 sono chiuse ad eccezione della TCP 22 e 80 usate dal WEB Server, e delle TCP 49542 e 49554 per la ricezione dei dati. Non sono ammessi login ad eccezione dell’utenza administrator. Tutti gli accessi e le attività svolte con qualsiasi utenza, vengono comunque salvate nell’Event Viewer su Server e come BackUp nel dispositivo di memorizzazione NAS (Network Attached Storage).

Ogni pacchetto inviato viene verificato e confermato dal Server ricevente. In aggiunta vengono inviati informazioni di supervisione, riguardo a:

- Up time (da quanto tempo le machine sono funzionanti);

- Stato della trasmissione;
- Origine e destinazione dei dati;
- Watchdogs (per controllare i databases);
- Contatori (pacchetti trasmessi ed eventuali errori).

8.2. Simulatore antinquinamento: PISCES II E NTPRO

8.2.1. Genesi del progetto

Nell'ottica di rendere sempre più rapida ed efficace la risposta alle emergenze in qualsiasi condizione operativa, Edison ha sviluppato un progetto, in cooperazione con l'Istituto Tecnico Tecnologico Statale "G. e M. Montani", allestendo un laboratorio di simulazione navale integrato ambiente e sicurezza, orientato alla didattica e alla formazione professionale dei marittimi, dotato di un sistema di simulazione navale con caratteristiche di completezza e semplicità di utilizzo che, mediante un'interfaccia grafica, consente di creare, eseguire ed analizzare esercizi di simulazione di navigazione e manovra di navi, in differenti scenari di navigazione.

Il sistema di simulazione di navigazione comprende un modulo per la gestione delle crisi ambientali generate dall'attività antropica, quali ipotetici sversamenti in mare, con ricostruzione del percorso atteso del prodotto eventualmente immesso, in funzione sia degli eventi meteorici, sia delle correnti marine presenti.

La piattaforma di simulazione può essere utilizzata sia da Edison, per implementare il Piano Antinquinamento predisposto per le concessioni minerarie, sia dall'Autorità Marittima per la formazione e la preparazione del personale marittimo, sia dall'Istituto Tecnico al fine di predisporre per i propri studenti un'offerta didattica innovativa, mirata alla creazione di professionalità in campo navale e ambientale.

8.2.2. Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 145/15

In coerenza con l'art.14 del DLgs 145/15, che richiede che il Piano di Risposta alle Emergenze includa un'analisi dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi, Edison prevede di utilizzare il simulatore per "creare" scenari "plausibili" sulla base dei risultati dell'analisi del rischio secondo le differenti condizioni meteo/marine.

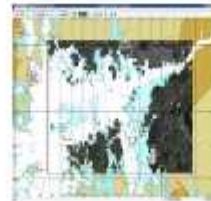
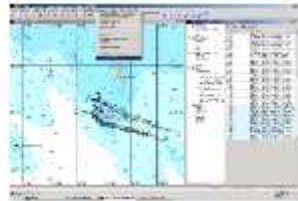
8.2.3. Caratteristiche del simulatore

CARATTERISTICHE

PISCES

- E' stato progettato per supportare il Piano di Risposta alle Emergenze da parte della guardia costiera degli Stati Uniti con l'obiettivo di fornire un ambiente di formazione ottimale per i responsabili delle operazioni.
- E' un simulatore progettato per la gestione delle emergenze a seguito di incidenti ambientali e per preparare e condurre esercitazioni specifiche.
- Progettato in conformità con i requisiti della Convenzione OPRC 1990⁴.

⁴ è una convenzione marittima internazionale che stabilisce misure per affrontare gli incidenti dovuti all'inquinamento da idrocarburi a livello nazionale e in cooperazione con altri paesi. Fino ad aprile 2016, risultano aderenti 109 Stati



OIL SPILL RESPONSE

PISCES II

- Gestione risorse per l'organizzazione della Risposta alle Emergenze;
- Oil spill investigations.



NTPRO

- Vessel e gestione degli equipments.



PRINCIPALI VANTAGGI PISCES II

- Gestione e ottimizzazione delle risorse;
- Riduzione dei costi attraverso efficiente comunicazione e appropriata gestione degli equipments;
- Possibilità di simulazione di specifici scenari (es. cattive condizioni meteo)



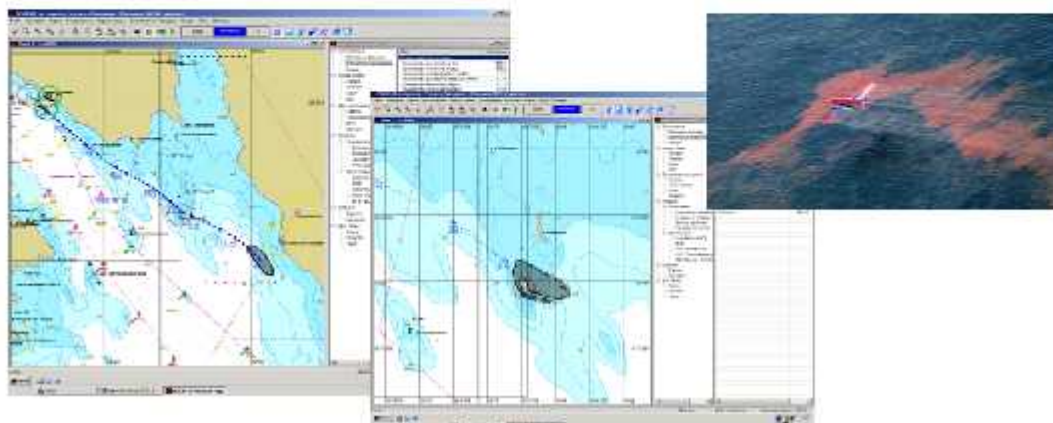
AMBIENTE PISCES II

PISCES II fornisce agli utenti un ambiente informativo interattivo basato sulla modellizzazione di una fuoriuscita di petrolio.



ELEMENTI PER LA SIMULAZIONE OIL SPILL

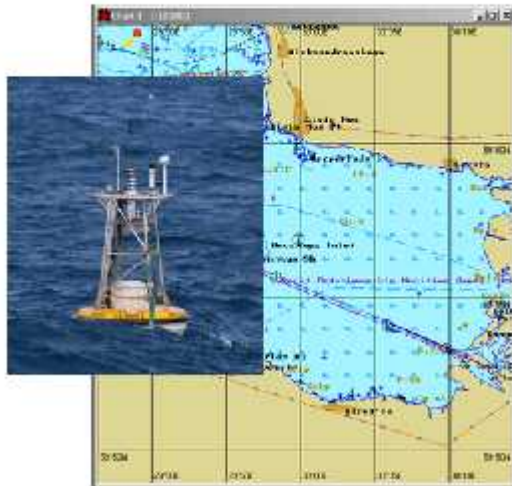
- Trasporto: correnti e venti;
- Diffusione, evaporazione, dispersione, emulsificazione, variazione di viscosità, burning;
- Interazione con panne, skimmers, linea di costa



DATI AMBIENTALI

Correnti:

- Correnti marine inserite manualmente;
- Correnti marine importate da databases (*.xml)



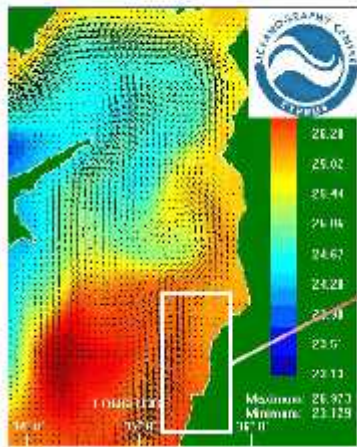
MAPPE TEMPORIZZATE DELLE CORRENTI

Condizioni meteor:

- Direzione e velocità del vento;
- Temperatura aria e acqua;
- Altezza onde;
- Salinità dell'acqua.



- External ITD model data



- Importate nel PISCTS

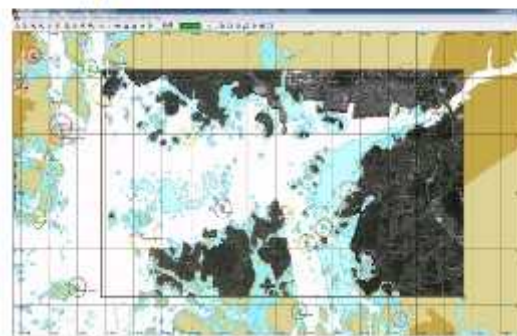


- Immagine Satellite



INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

- Infrastrutture;
- Informazioni topografiche;
- Immagini raster importate e visualizzare come layers sovrapponibili.



REPORTI RISORSE E COSTI

Il costo di ogni risorsa è definito dai seguenti stati:

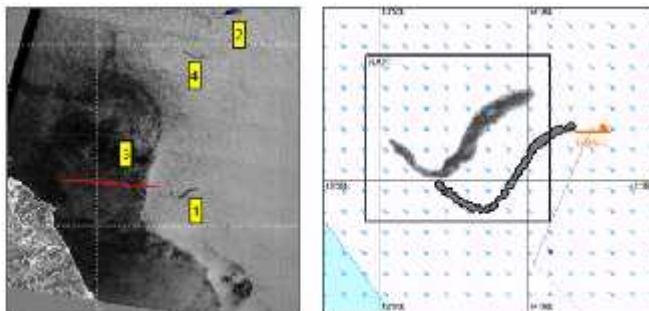
- Ordinato;
- Disponibile;
- Assegnato;
- Fuori servizio.

Order	Resource name	Amount	Cost
Order	27 Oct 2009	31 Oct 2009	

Order	Resource name	Amount	Cost
Contract	Nice Viking	48	\$ 22 000
Contract	N.T.232	72	\$ 16 000
Contract	Ocean Buster	60	\$ 900
Contract	Bo-Boom 1	0	\$ -
Contract	Bo-Boom 2	0	\$ -
Contract	SOR320L	60	\$ 1 800
Contract	Airplane	72	\$ 32 000
Contract	R/V Harstad	72	\$ 9 500
DDF ASA	Shandi Mongstad	60	\$ 30 000
Total			\$ 117 200

INVESTIGAZIONE SU SVERSAMENTI ILLECITI

- La combinazione di immagini satellitari, AIS history Data and Backtracking model consentono di indicare la potenziale fonte di fuoriuscita di petrolio da una nave.



NIPRO

Azioni congiunte degli equipaggi:

- Manovra, comunicazione;
- Controllo di argani, linee, pance, skimmers, busters e oil bargers;
- Recupero acqua/olio.

TIPOLOGIE DI MEZZI

OSV 3 (AITS):

- Configurazione completa di aggancio;
- Argano.

Imbarcazione recupero olio:

- Tre verricelli (sinistra, dritta, poppa);
- Tre possibili colori (rosso/blu/verde);

Altre tipologie vessels disponibili su richiesta.



NOF: Busters

- Per Oceano, Correnti e Panto;
- 600 mm, 300 m and 1200 mm;



Van pance con briglie per operazioni di un singolo mezzo;

Oil skimmer

- Capacità e inasamento impostato manualmente;
- Indicare il quantitativo di olio collettato;

La cattiva gestione di panche e busters può causare un'inefficiente recupero del prodotto sversato.

La modellazione delle apparecchiature di risposta si basa su un generatore di dati (velocità, dati marini e staff float).



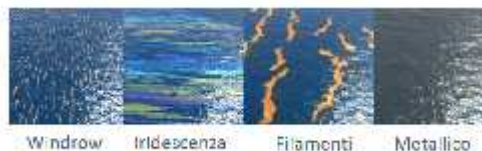
Due tipi di oil spill

Oil slick

- Flusso cacolato fisicamente;
- Interagisce con panche, busters, skimmers, barges, strutture e vessels;

Target oils slick

- Visualizzazione per creazione dello scenario;
- Non interagisce con l'oggetto;
- Differenti modi di visualizzazione.



Panne ancorate

- Disporre le panne in qualunque posizione (es. lungo la linea di costa).

Rifiuti galleggianti

- Fuoriuscita di olio in caso di sgonfiamento delle panne e di mancata sospensione delle operazioni di traino

Il dissuasore dinamico può essere posizionato in qualsiasi zona della scena:

- Operazioni da riva a riva;
- Operazioni da vessel a riva.



8.2.4. Implementazione del progetto

A supporto del simulatore sono installati due software che comunicano con NTPRO:

- Virtual Ship Yard: ideato per la modellazione delle navi (progettazione completa anche a partire da dati preesistenti);
- Model Editor: ideato per la generazione di modelli spaziali (3D) di aree geografiche (scenari) contenenti oggetti (anch'essi progettabili a partire da prototipi o modelli).

Questi software permettono di implementare tutti gli elementi necessari alla creazione degli scenari da simulare. La valenza di questo supporto informatico è anche quella di consentire un'organizzazione temporale della risposta alle emergenze in quanto, in caso di scenari multipli, è possibile sapere anticipatamente le priorità di intervento per evitare/ridurre gli impatti sui comparti ritenuti sensibili a seconda dell'evoluzione prevista dalla simulazione degli stessi scenari paralleli.

Allo stato attuale, partendo dalle carte nautiche informatizzate (info minime di navigazione), si stanno elaborando/creando le infrastrutture presenti sull'Adriatico.

TERZA PARTE

9. SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE

9.1. Generalità

Il Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza ai sensi dell'Allegato I par. 9 del D.Lgs 145/2015, è integrato nel Sistema di Gestione Generale "Edison S.p.A. Divisione E&P" e comprende una struttura organizzativa, responsabilità, pratiche, procedure, prassi e risorse per la determinazione e l'attuazione della Politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi. Nei paragrafi successivi verrà fatto specifico riferimento alla rispondenza del Sistema di Gestione ai contenuti dell'**allegato I paragrafo 9 del DLgs 145/15**. Attualmente è in corso l'estensione del Sistema di Gestione HSE della Divisione E&P a tutte le attività e i processi delle Branch/Distretti Operativi dei paesi in cui la Direttiva 2013/30/UE è recepita.

Tale sistema di gestione HSE sviluppa le preesistenti Linee Guida HSE della Divisione E&P integrando le politiche e procedure del Sistema di Gestione dei Distretti Operativi Italia. Inoltre il Sistema di Gestione HSE della Divisione E&P, relativamente ai contenuti di prevenzione di incidenti gravi nelle operazioni in mare, vuole essere il riferimento nelle Branch/Distretti Operativi degli altri paesi in cui la Direttiva 2013/30/UE non è applicabile, allo scopo di incentivare i miglioramenti delle prestazioni.

Il sistema di gestione HSE della Divisione E&P di Edison, conforme agli standard internazionali ISO 14001:2015 e OHSAS 18001:2008, nasce dalla volontà di integrare e armonizzare le attività già da diversi anni in essere presso le unità organizzative della Divisione (direzioni e siti) in tema di tutela della salute e sicurezza delle persone e protezione ambientale, allo scopo di migliorare ulteriormente l'efficacia della prevenzione e protezione da incidenti ed infortuni.

Per rispondere alla duplice esigenza di centralizzare l'implementazione del sistema di gestione a livello divisionale, e di mantenerne nel contempo un'operatività locale specifica per ciascun contesto territoriale, il sistema di gestione è strutturato su due differenti livelli:



-  **Divisionale** centrale, contenente le procedure HSE comuni ed applicabili a tutta l'Organizzazione;
-  **Di sito/processo**, contenente le specificità HSE dei processi principali e/o degli ambiti territoriali.



Fig. 12 – Sistema di Gestione Ambientale e Sicurezza (controllo dei siti e dei processi)

Inoltre, nell'ambito dei Distretti Operativi Italia, Edison dispone di contratti specifici con Armatori per la gestione ed armamento dei galleggianti "FSO" utilizzati per lo stoccaggio degli idrocarburi e ubicati all'interno delle concessioni OFF-SHORE. Considerata l'importanza delle attività a bordo dei galleggianti, Edison verifica che l'operato dell'Armatore sia coerente con le proprie Politiche Ambientali e della Sicurezza, affiancando ad un adeguato sistema di audit un continuo e costruttivo confronto con l'Armatore, e applicando, quando possibile, in toto e nel rispetto delle normative vigenti, il proprio sistema di gestione a bordo di tali installazioni.

Di seguito si riporta un elenco sintetico delle principali procedure di sistema:

Norme EDISON SPA	
1	NG-02-92 SICUREZZA, IGIENE SUL LAVORO E TUTELA DELL'AMBIENTE: NORME DI GRUPPO PER LE IMPRESE APPALTATRICI
2	NG-03-02 GESTIONE DEI CANTIERI E DELLE ATTIVITA' CON IMPRESE APPALTATRICI
3	NG-08-93 LINEE GUIDA PER LA PROTEZIONE DELL'AMBIENTE E LA SALVAGUARDIA DELLA SALUTE E DELLA SICUREZZA DELLE PERSONE
4	NG-66-09 GESTIONE EMERGENZE IN MATERIA DI HEALTH & SAFETY E DI SECURITY PER IL PERSONALE IN ESPATRIO O IN TRASFERTA INTERNAZIONALE
5	NG-88-13 GESTIONE DELLE PRESCRIZIONI AMBIENTALI NELLO SVILUPPO E NELLA MODIFICA DI IMPIANTI
6	NG-91-14 LINEA GUIDA PER LA GESTIONE DELLE CRISI AZIENDALI
7	NG-92-14 PROCESSI DI APPROVVIGIONAMENTO DI BENI, SERVIZI E PRESTAZIONI, OPERE E LAVORI
Norme PASQ EDISON SPA	
1	NOR-020-EDIS-08 LINEA GUIDA PER LA STIMA E L'ESPLICITAZIONE DEI COSTI DELLA SICUREZZA
2	NOR-021-EDIS-12 LINEA GUIDA PER I LAVORI IN SPAZI CONFINATI
Procedure PASQ EDISON SPA	
1	PRO-002-EDIS-99 PERMESSO DI LAVORO
2	PRO-004-EDIS-99 AUDIT INTERNI DEI SISTEMI DI GESTIONE QUALITA', AMBIENTE E SALUTE E SICUREZZA SUL LUOGO DI LAVORO
3	PRO-005-EDIS-06 GESTIONE DELLE PRESCRIZIONI LEGALI IN TEMA AMBIENTE SALUTE E SICUREZZA
4	PRO-013-EDIS-03 LINEE GUIDA PER LA COMUNICAZIONE DEGLI INCIDENTI IN AMBITO SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE
5	PRO-016-EDIS-06 GESTIONE DELL'ANALISI DEGLI EVENTI IN TEMA AMBIENTE, SALUTE E SICUREZZA
6	PRO-019-EDIS-10 AFFIDAMENTO DI ATTIVITA'/SERVIZI A TERZI: AMBITI LEGISLATIVI E PRINCIPALI ADEMPIMENTI RELATIVI A SALUTE E A SICUREZZA
Procedure e Piani di Emergenza E&P	
1	SGI-HSE-000-DIV "Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE Divisione E&P"
2	SGI-HSE-001-DIV "Individuazione e valutazione degli aspetti ambientali e dei rischi per la salute e sicurezza dei lavoratori"
3	SGI-HSE-002-DIV "Gestione delle prescrizioni legali e degli obblighi di conformità"
4	SGI-HSE-003-DIV "Gestione delle Risorse Umane, Competenza, Formazione e Consultazione"
5	SGI-HSE-004-DIV "Gestione Non Conformità e Azioni Correttive"

6	SGI-HSE-005-DIV “Gestione della Documentazione del SGI di Divisione E&P”
7	SGI-HSE-006-DIV “Audit del SGI di Divisione E&P”
8	SGI-HSE-007-DIV “Monitoraggio KPI HSE”
9	SGI-HSE-008-DIV “Riesame della Direzione”
10	SGI-HSE-009-DIV “Comunicazioni HSE, flussi informativi e comunicazione incidenti”
11	PdE della Divisione E&P
12	PdE Distretto Sambuceto
13	PdE Distretto Siracusa
14	SOPEP Fsp Alba Marina
15	PdE Fso Alba Marina
16	PdE Santo Stefano
17	PdE Rospo Mare
18	PdE San Giorgio Mare
19	PdE Maria a Mare
20	Opep Vega
21	PdE Vega
22	SOPEP Fso Leonis
23	PdE Fso Leonis
Well Operations Management System	
1	001_WOMS_ Well Operations Management Standards
2	002_WOMS_Processes and Interfaces
3	003_WOMS_ Well Delivery Standards
4	004_WOMS_Drilling Design Manual
5	005_WOMS_Compl. Interv. Design Manual
6	006_WOMS_Drilling Operations Manual
7	007_WOMS_Comp. Int. Operations Manual
8	008_WOMS_WellOps HSE Standards
9	009_WOMS_ Well Control Standards
10	010_WOMS_ Well Op's MoC and NC Procedures
11	011_WOMS_Rig Inspection Acceptance
12	012_WOMS_Standard Reporting Forms
13	013_WOMS_Emergency Response Plan
14	014_WOMS_Document format and coding
Procedure E&P	
1	SGI RGI 001 MTS rev 09 del 31102016 MANUALE AMBIENTE E SICUREZZA
2	SGI-RGI-002-MTS_rev 4 del 31102016 IDENTIFICAZIONE E VALUTAZIONE ASP. AMB&SIC
3	SGI-RGI-003-MTS_rev 3 del 31102016 PRESCRIZIONI LEGALI
4	SGI-RGI-004-MTS_rev 6 del 31102016 FORMAZIONE DEL PERSONALE
5	SGI-RGI-005-MTS rev 3 del 31102016 GESTIONE DOCUM. E REGISTR.AMB&SIC

6	SGI-RGI-006-MTS_rev 4 del 31102016 TARATURA DELLE APPARECCHIATURE
7	SGI-RGI-007-MTS_rev 6 del 31102016 GESTIONE DELLE EMERGENZE
8	SGI-RGI-008-MTS_rev 3 del 31102016 CONTROLLO OPERATIVO
9	SGI-RGI-009-MTS_rev 4 del 31102016 MISURAZIONE E CONTROLLO PARAMETRI OPERATIVI
10	SGI-RGI-010-MTS_rev 4 del 31102016 GESTIONE DELLE NC -AC-AP
11	SGI-RGI-011-MTS_rev 3 del 31102016 AUDIT DEL SGI
12	SGI-RGI-012-MTS_rev 3 del 31102016 CONTROLLO E VALUTAZIONE DEI FORNITORI
13	SGI-RGI-013-MTS_rev 5 del 31102016 GESTIONE COMUNICAZIONI E SEGNALAZIONI
14	DSI RGI 002 MTS rev 6 del 31102016 CRITERIO VALUTAZ. ASPETTI AMB & SIC
15	DSI RGI 003 MTS rev 10 del 31102016 LISTA NORME E REGOLAMENTI
16	PTG-RGI-001-MTS rev 7 del 31102016 MODIFICHE IMPIANTI
17	PTG-RGI-007-MTS rev 3 del 31102016 ADEMPIMENTI GESTIONE IMPRESE
18	PTG-RGI-014-MTS rev 3 del 31102016 GESTIONE MANUTENZIONE

9.2. Requisiti Allegato I paragrafo 9 Dlgs 145-15

9.2.1. Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale

Si faccia riferimento alla figura 1 per la struttura organizzativa.

9.2.2. Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi

Si faccia riferimento al Capitolo 4 del presente documento.

9.2.3. Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale

Si faccia riferimento al Capitolo 4 del presente documento.

9.2.4. I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali

Si faccia riferimento al Capitolo 4 del presente documento.

9.2.5. Gestione dei cambiamenti

Il sistema di Gestione della Divisione E&P applica un approccio strutturato al cambiamento, inteso come elemento relativo all'organizzazione, ai processi, agli impianti e ai singoli individui, analizzando la transizione da un assetto corrente ad un futuro assetto desiderato o conseguenziale a eventi/avvenimenti imprevisti.

Oltre a specifiche indicazioni contenute nelle procedure di sistema, è lo stesso sistema di gestione che applicando il classico "ciclo di Deming" (figura 13), approccia il "management of change" monitorando i risultati del sistema di gestione e/o eventuali "cambiamenti" che richiedano una riflessione e eventualmente anche un nuovo processo di "risk assessment" per determinare eventuali azioni correttive all'organizzazione, ai processi, alle procedure o a qualsiasi altro elemento del SGI.



Fig. 13 – Sistema di Gestione: ciclo di Deming

9.2.6. Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali

Si faccia riferimento al Capitolo 7 del presente documento.

9.2.7. Monitoraggio delle prestazioni

Per quanto riguarda la misura delle prestazioni sono stati individuati degli indicatori atti a mantenere traccia dei progressi ottenuti. Tali indicatori sono esaminati in occasione del Riesame di Direzione per la valutazione delle prestazioni complessive di Edison. Di seguito è riportato un elenco degli indici investigati periodicamente.

Descrizione Indicatore	Periodicità di monitoraggio	Strumento di comunicazione
Eventi fatali (infortuni e malori)	Mensile	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON verbale del riesame della Direzione
Tasso di assenza per malattia e infortuni (compresi infortuni in itinere)	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON verbale del riesame della Direzione
Numero di malattie professionali	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON verbale del riesame della Direzione
Indice di frequenza personale Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Indice di gravità personale Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Ore lavorate da personale EDISON	Monthly	Relazione Mensile ASQ
Ore lavorate da Imprese terze presso sedi e siti di pertinenza EDISON	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Indice di frequenza delle imprese operanti presso sedi e siti di pertinenza Edison	Monthly	Relazione Mensile ASQ
Indice di gravità delle imprese operanti presso sedi e siti di pertinenza Edison	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Audit effettuati vs Audit programmati	Mensile	Relazione Mensile ASQ
Ore totali di formazione effettuate dal personale EDISON	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON
Ore totali di sensibilizzazione e informazione effettuato da imprese terze presso sedi e siti di pertinenza EDISON	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON
Numero di visite mediche effettuate	Annuale	Rapporto di sostenibilità EDF ed EDISON

Fig. 14 – Indici Salute & Sicurezza

Per quanto concerne gli indici ambientali, lo strumento gestionale individuato per la raccolta di tali indicatori è il software EPIC. Tutti gli indicatori (emissioni, scarichi, rifiuti, utilizzo dell'acqua, aspetti energetici etc.) sono definiti e aggiornati periodicamente all'interno del software indicato.

Secondo le comunicazioni previste (Rapporto di sostenibilità EDF ed Edison), la periodicità di monitoraggio può variare da trimestrale ad annuale.

9.2.8. Modalità di audit e di riesame

L'attività di audit interno è svolta in conformità con quanto previsto a livello aziendale nella procedura PRO-004-EDIS-99 "Audit interni dei sistemi di gestione qualità, ambiente e salute e sicurezza sul luogo di lavoro". La pianificazione degli audit interni è effettuata sulla base degli obiettivi dell'organizzazione, di potenziali criticità emerse (impiantistiche o gestionali), in funzione di eventuali eventi straordinari accorsi (incidenti, non conformità, reclami ecc.) e degli esiti del riesame della direzione.

Il Riesame della Direzione costituisce il momento in cui la Direzione di Edison verifica e valuta l'efficacia e l'efficienza dei propri Sistemi di Gestione in termini di raggiungimento di obiettivi, prestazioni ambientali e della sicurezza, soddisfazione degli stakeholders, opportunità di miglioramento, necessità di modifiche al sistema, adeguatezza della propria Politica per l'ambiente e la sicurezza.

Il Riesame della Direzione è svolto indicativamente nei primi mesi dell'anno per riesaminare i dati dell'anno precedente, e prevede la partecipazione dei rappresentanti direzionali del sistema di gestione aziendale, i responsabili e gli addetti al servizio di prevenzione e protezione, il Medico Competente e se svolto in concomitanza con la riunione di cui all'art. 35 del DLgs 81/08 anche gli RLS. Tale Riesame è basato sullo scambio di buone pratiche e sul riesame delle iniziative principali avvenute durante l'anno in ogni singola Organizzazione. I principali elementi in ingresso che vengono considerati e valutati nel corso del Riesame della Direzione sono:

- Entrata in vigore di nuove prescrizioni di legge e stato di implementazione delle azioni di recepimento;
- Comunicazioni o segnalazioni rilevanti in materia di salute sicurezza e ambiente da parte di dipendenti, fornitori o parti esterne interessate;
- Grado di raggiungimento degli obiettivi stabiliti nei programmi di miglioramento;
- Andamento indicatori di performance di salute e sicurezza e ambientali;
- Variazioni nella struttura organizzativa e/o nell'organico;
- Eventuali aggiornamenti relativi alla valutazione dei rischi ambientali e di salute e sicurezza;
- Risultati delle attività di Audit;
- Andamento attività di formazione, partecipazione e consultazione;
- Esiti del precedente Riesame della Direzione.

Gli elementi in uscita del riesame e le decisioni prese vengono registrati sul verbale di riesame indicando responsabilità e tempi per eventuali azioni da intraprendere.

I risultati dell'attività di Riesame possono riguardare:

- Eventuale revisione della Politica di riferimento;
- Approvazione di nuovi obiettivi di miglioramento, traguardi e programmi di attuazione;
- Modifiche e miglioramenti al processo di Audit;
- Necessità di risorse umane, tecnologiche, finanziarie e loro allocazione;
- Miglioramenti nelle strutture organizzativa;
- Indicazioni del medico competente;
- Programmazione della attività di formazione;
- Attività di comunicazione verso l'esterno;
- Azioni di miglioramento.

9.2.9. Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite

Si faccia riferimento al Capitolo 6.

9.3. Aspetti relativi alla salute dei lavoratori

Il processo di sorveglianza sanitaria, realizzato in conformità con la normativa vigente, è dettagliato nella Linea Guida Edison “PRO-020-EDIS-11 SORVEGLIANZA SANITARIA”.

La sorveglianza sanitaria prevede l'effettuazione di visite mediche e di esami clinici o biologici o indagini diagnostiche mirati al rischio cui è esposto il soggetto.

Dal punto di vista dei tempi di effettuazione la norma prevede:

- visita medica preventiva: intesa a constatare l'assenza di controindicazioni al lavoro cui il lavoratore è destinato al fine di valutare la sua idoneità alla mansione specifica. Va effettuata dopo l'assunzione e prima di adibire il lavoratore alla mansione.
- visita medica periodica: è diretta a controllare lo stato di salute dei lavoratori e ad esprimere il giudizio di idoneità alla mansione specifica. La periodicità degli accertamenti viene stabilita in funzione dell'attività svolta dal lavoratore e dei rischi ai quali è esposto;
- visita medica in occasione del cambio della mansione: è diretta a verificare l'idoneità della mansione specifica. In questo caso sarà onere del datore di lavoro comunicare tempestivamente al medico aziendale l'eventuale cambiamento di mansioni assegnate, affinché il medico competente possa procedere alla visita preventiva di idoneità obbligatoria;
- visita medica precedente alla ripresa del lavoro: a seguito di assenza per motivi di salute di durata superiore ai sessanta (60) giorni continuativi, al fine di verificare l'idoneità alla mansione.

Per quanto riguarda gli esiti del controllo sanitario, il medico esprime, informandone per iscritto datore di lavoro e lavoratore, i seguenti giudizi relativi alla mansione:

- idoneità;
- idoneità parziale, temporanea (con indicazione dei tempi) o permanente, con prescrizioni o limitazioni;
- inidoneità temporanea;
- inidoneità permanente.

La sorveglianza sanitaria viene effettuata dal “medico competente” (in possesso dei requisiti e titoli previsti dalla legge come, per esempio, una specializzazione in medicina del lavoro o in medicina preventiva dei lavoratori e psicotecnica e iscritto in apposito elenco istituito presso il Ministero della Salute).

ALLEGATO 1

La Divisione E&P di Edison è consapevole che il successo a lungo termine delle proprie attività dipende dalla capacità di migliorare le performance nell'interesse degli azionisti e, al tempo stesso, di proteggere la salute e la sicurezza delle persone e l'ambiente. Il nostro impegno è, quindi, rivolto ad intraprendere attività di Ricerca e Produzione di idrocarburi in maniera responsabile nei confronti dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, dei collaboratori, dei nostri fornitori e delle comunità locali nelle quali operiamo.

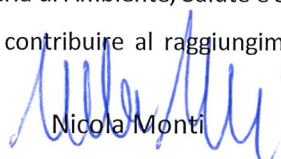
I principi espressi dalla Politica per l'Ambiente, la Salute e la Sicurezza della Divisione E&P sono coerenti con quelli del Gruppo Edison, che pone come elementi fondamentali la responsabilità, l'impegno reciproco rispetto a tutti gli stakeholders, il miglioramento continuo e la condivisione delle best practices.

La linea gerarchica riveste un ruolo di leadership nella comunicazione e, soprattutto, nell'attuazione delle politiche e degli standard di Ambiente, Salute e Sicurezza, nell'intero ciclo di vita dell'attività (Exploration, Development, Production e Decommissioning).


I nostri impegni

In particolare, la Direzione e il Management E&P sono costantemente impegnati anche attraverso un monitoraggio in continuo e specifici momenti di auditing, a:

- Promuovere ed attuare **Sistemi di Gestione Integrati per l'Ambiente, la Salute e la Sicurezza delle persone**, in accordo con i rinnovati standard internazionali al fine di garantire che le nostre performance siano in linea e, quando possibile, superino quelle previste dalla legislazione delle aree in cui operiamo;
- **Mantenere ambienti di lavoro sicuri**, prevenendo infortuni e malattie professionali, e fornire **misure di sicurezza ed incolumità** contro i rischi derivanti dall'attività lavorativa e dai viaggi, in linea con il dovere di prenderci cura dei nostri collaboratori;
- Creare e mantenere una **solida cultura della salute, della sicurezza e del rispetto dell'ambiente**, sviluppando e incrementando consapevolezza, competenze e conoscenze di chiunque lavori con o per noi a tutti i livelli;
- Attuare un **robusto e strutturato processo di valutazione dei rischi e delle opportunità per le tematiche di Ambiente, Salute e Sicurezza** correlato al contesto delle attività svolte, che permetta di identificare e gestire i rischi individuati, con particolare attenzione rivolta al rischio di **incidenti rilevanti** e alla prevenzione degli **incidenti gravi nelle operazioni in mare** nel settore degli idrocarburi.
- Definire **obiettivi e traguardi in materia di Ambiente, Salute e Sicurezza**, tenere sotto controllo e misurare i risultati, valutare e migliorare continuamente i nostri processi e servizi, attraverso l'attuazione di un efficace sistema di gestione che promuova l'utilizzo di strumenti innovativi e digitali;
- **Mettere in pratica la cultura e le competenze in materia di Ambiente, Salute e Sicurezza** in qualunque aspetto del nostro business e delle attività operative per minimizzare gli impatti ambientali del nostro operato e per raggiungere eccellenti risultati in materia di Salute e Sicurezza, riconoscendo e premiando i comportamenti virtuosi;
- **Pianificare la gestione di eventuali emergenze**, crisi e interruzioni dell'attività lavorativa, **rispondere ad esse e ripristinare le condizioni precedenti** e verificare regolarmente l'efficacia di tale pianificazione;
- **Ricorrere a fornitori pre-qualificati per gli aspetti di salute, sicurezza e ambiente**, sensibilizzandoli e coinvolgendoli sulle tematiche ambientali e di salute e sicurezza sul lavoro, incrementando la loro consapevolezza e la loro responsabilità su queste tematiche;
- Tenere traccia di qualunque evento indesiderato ed effettuare **ampie e circostanziate analisi degli eventi identificando le cause profonde** al fine di imparare dai nostri errori e di prevenirne il ripetersi;
- Stabilire **buone relazioni con tutte le parti interessate alle nostre attività a qualunque livello**, assicurando trasparenza e correttezza con tutti gli Stakeholders, apportando benefici alle comunità locali nelle quali operiamo ed un adeguato livello di informazione mettendo a disposizione dati e risultati in materia di Ambiente, Salute e Sicurezza;
- Rispettare e promuovere i dieci principi del **UN Global Compact** e contribuire al raggiungimento degli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDG).



Direttore Divisione E&P Edison

	Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito"	MDI-RGI-019/145-MTS
Exploration & Production	POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI	Rev.00 del 09/03/2018 Pagina 1 di 2

Premessa

Edison S.p.A. "Divisione Exploration & Production" conduce attività di Ricerca e Produzione di idrocarburi in maniera responsabile nei confronti della salute e della sicurezza delle persone e dell'ambiente nell'interesse degli azionisti, dei collaboratori, dei fornitori e delle comunità locali nelle quali opera.

Politica di prevenzione degli incidenti gravi

Ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs 145/2015, che recepisce la Direttiva 2013/30/UE sulla "Sicurezza Offshore", Edison S.p.A. Divisione Exploration & Production attua una "Politica di prevenzione degli incidenti gravi" e monitora la sua efficacia tramite l'adozione di un Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza Certificato.

Sistema di Gestione

Il Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza a cui fa riferimento la presente Politica è integrato nel Sistema di Gestione Generale "Edison S.p.A. Divisione Exploration & Production" e comprende una struttura organizzativa, responsabilità, pratiche, procedure, prassi e risorse per la determinazione e l'attuazione della Politica Aziendale di prevenzione degli incidenti gravi.


Impegni:

Al fine di controllare i rischi di incidente grave, la presente Politica riassume alcuni obiettivi generali, di seguito elencati:

- ✦ Assicurare, su base continuativa, che la presente **Politica degli incidenti gravi sia adeguata, attuata ed operativa** secondo quanto previsto dalle prassi Aziendali e dal Sistema di Gestione, sotto la responsabilità del Consiglio di Amministrazione;
- ✦ Creare e mantenere una **solida cultura della salute, della sicurezza e del rispetto dell'ambiente**, sviluppando e incrementando consapevolezza, competenze e conoscenze di chiunque lavori con o per noi, al fine di garantire un'elevata probabilità di operazioni sicure in modo continuativo;
- ✦ Garantire, su tutto il perimetro Exploration & Production, attività di **controllo dei processi** secondo le modalità stabilite dai piani di Audit, verifiche e Ispezioni, applicando tali controlli con frequenze idonee a garantire l'efficacia delle prestazioni in termini ambientali e della sicurezza;
- ✦ Misurare, attraverso gli strumenti del sistema di gestione aziendale, i **comportamenti desiderati al fine di riconoscerli e premiarli**, promuovendo costantemente la cultura ambientale e della sicurezza;
- ✦ Mantenere costantemente alta l'attenzione sulla **valutazione delle risorse e sugli obiettivi aziendali**;
- ✦ Attuare le misure necessarie al **mantenimento degli standard di sicurezza e protezione dell'ambiente**, considerando tali come valori aziendali fondamentali;
- ✦ Attuare **sistemi formali di comando e controllo delle attività** da parte del Consiglio di Amministrazione e dell'alta Dirigenza;
- ✦ Mantenere alto il **livello di competenza in materia a tutti i livelli aziendali**;
- ✦ Attuare e misurare l'**applicazione degli impegni sopra descritti nelle operazioni in mare condotte al di fuori Dell'Unione Europea**;

Altresì la Società si impegna a:

- ✦ Valutare nel tempo i **requisiti di affidabilità ed integrità di tutti i sistemi critici** di sicurezza e sicurezza ambientale;
- ✦ Garantire che i propri **sistemi di ispezione e manutenzione** siano impostati in modo da raggiungere il livello richiesto di sicurezza e di integrità dell'ambiente;
- ✦ Adottare, nei limiti di quanto ragionevolmente possibile, tutte le **misure per scongiurare fughe di sostanze pericolose** da condutture, navi, ed impianti in generale;
- ✦ Garantire che eventuali **guasti alle barriere di contenimento** non possano dar luogo ad incidenti gravi;

	Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito"	MDI-RGI-019/145-MTS
Exploration & Production	POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI	Rev.00 del 09/03/2018 Pagina 2 di 2

- ✦ Mettere a disposizione un **inventario delle attrezzature disponibili**, che includa informazioni sulla proprietà, ubicazione, trasporto e utilizzo presso gli impianti, e su tutte le entità competenti per l'attuazione dei piani di emergenza interni;
- ✦ Individuare, in tale inventario, tutte le misure per garantire **operabilità di attrezzature e procedure**;
- ✦ Adottare un **sistema adeguato per il monitoraggio della conformità**, che includa le disposizioni di legge e gli obblighi legali per il controllo dei grandi rischi e della protezione ambientale;
- ✦ Incoraggiare costantemente e mantenere attiva la **cultura della sicurezza** al fine di garantire la cooperazione dei lavoratori, attraverso:
 - L'impegno nelle consultazioni tripartite;
 - Incentivazione nella segnalazione di incidenti e quasi incidenti;
 - Cooperazione efficace con i rappresentanti per la sicurezza;
 - Mantenimento dell'anonimato per chi effettua le segnalazioni;
- ✦ Collaborare con le autorità competenti per stabilire e attuare un piano di priorità per lo **sviluppo di normative, linee guida e regolamenti** che conducono alle migliori pratiche nella prevenzione degli incidenti gravi e la limitazione delle loro conseguenze in caso di verifiche.

Tutti i dipendenti, a tutti i livelli Aziendali, sono chiamati a conformarsi allo spirito della presente Politica, con la consapevolezza che l'impegno per la Sicurezza, la Salute e l'Ambiente costituisce parte integrante della mansione di ciascuno.

Il Titolare

Ing. Giovanni Di Nardo

