



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 2021

Roma, giugno 2022

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma

Tel: (+39) 06 5722 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>



Componenti del Comitato

Ezio Mesini (Presidente)

Marilena Barbaro (MiTE – DG IS)

Giuseppe Berutti Bergotto (Marina Militare)

Nicola Carlone (CP-Guardia Costiera)

Stefano Marsella (Vigili del Fuoco)

Oliviero Montanaro (MiTE - DG PNM)

Sito web del Comitato:

<https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>



OGGETTO DELLA RELAZIONE

Il decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 recepisce 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 **2021** 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. Le funzioni e la struttura del Comitato sono tuttora fissate dal D.Lgs. 145/2015, ma attendono di essere aggiornate alla luce del recente Regolamento di organizzazione del Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128). Analogo aggiornamento è in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le "Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare".

Dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, la Relazione riporta l'attività svolta, descrivendo: (1) gli impianti esistenti; (2) le ispezioni effettuate anche congiuntamente dalle amministrazioni componenti il Comitato; (3) i dati relativi agli incidenti occorsi; (4) 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) ai documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente; (5) a ulteriori documenti e alle prospettive future.

Infine, la Relazione riporta le carte dei titoli minerari vigenti con relativi impianti.



Sommario

PARTE I	QUADRO GENERALE	7
1.1	Premessa	7
1.2	Il Comitato: funzioni, struttura, modalità di funzionamento	12
1.3	Profili di organizzazione e di gestione	16
PARTE II	ATTIVITA'	19
2.1	Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2021	19
2.1.1	Impianti, ore lavorate e produzioni	19
2.1.2	Ispezioni	31
2.1.3	Dati relativi agli incidenti	32
2.1.4	Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014)	33
2.1.5	Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE)	34
2.1.6	Cause dirette e alla radice di incidenti gravi	35
2.1.7	Innovazioni normative	36
2.2	Attività del Comitato	54
2.3	Attività dei Comitati periferici	59
2.4	Attività in collaborazione con la Commissione europea e	61
2.5	Ulteriori attività	63



2.6	Prospettive future	64
PARTE III	DOCUMENTI	66
3.1	Documenti originati dal Comitato	66
3.1.1	La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali	66
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	69
3.1.3	Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi	69
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	70
❖	CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI	71
❖	ELENCO DEGLI ALLEGATI	77
❖	ELENCO ACRONIMI	78
❖	ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENZIONATE	80



PARTE I QUADRO GENERALE

1.1 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 EUOAG di Autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (*European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*), 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 tutte 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”*.



1.2 Il Comitato: funzioni, struttura e modalità di funzionamento

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 EUOAG.

Le funzioni e la struttura del Comitato sono tuttora fissate dal D.Lgs. 145/2015, ma attendono di essere aggiornate alla luce del recente Regolamento di organizzazione del Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128). Analogo aggiornamento è in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le "Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare".

In particolare, al Comitato sono attribuite funzioni di regolamentazione per come esplicitate dall'art. 8, comma 3, del D.Lgs. 145/2015, ed esattamente: 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 dalle divisioni UNMIG VII (Italia settentrionale), VIII (Italia centrale) e IX



(Italia meridionale) afferenti, oggi, alla Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza (DG IS) del Ministero della Transizione Ecologica; vigilare sul rispetto da parte degli operatori dei dettami del D.Lgs. 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di prevenzione;

- a. fornire consulenza ad altre Autorità o Organismi, compresa l’Autorità preposta al rilascio delle licenze (oggi la DG IS);
- b. elaborare piani annuali;
- c. 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;
- d. 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 oggi sede presso il Ministero della transizione ecologica (Direzione Generale Protezione Naturalistica e Mare, DG PNM) mentre in precedenza aveva sede presso il Ministero dello sviluppo economico; consta anche di articolazioni periferiche 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 (in corso di aggiornamento) il Comitato è tutt'ora 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 Infrastrutture e Sicurezza del Ministero della Transizione Ecologica che, in caso di assenza o impedimento del Presidente ne assume le relative funzioni (DPCM 27 settembre 2016, in corso di aggiornamento);
- Direttore della Direzione generale Patrimonio Naturalistico e Mare del Ministero della Transizione Ecologica;
- 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' altresì prevista la partecipazione di un tecnico competente in materia ambientale o mineraria in rappresentanza della Regione interessata e dalla stessa designato.

1.3 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, in corso di aggiornamento), 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 (nomine per due mandati successivi, formalizzate con DPCM 20 marzo 2017 (primo



mandato) e con DPCM 25 agosto 2021 (Allegato 2, secondo mandato)). Tra il primo e il secondo mandato di Presidenza vi è stato un periodo di vacanza sino alla riconferma del prof. Mesini.

In osservanza alla prescrizione di cui all'art. 3, comma 1, del DPCM 27 settembre 2016 (in corso di aggiornamento), è stata costituita la segreteria del Comitato inizialmente con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avvalimento di risorse della DGS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera e, successivamente, con sede presso il Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128).

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 e nella sicurezza delle attività *upstream*, il Comitato ha creato nell'ambito del sito istituzionale MISE una sezione dedicata e liberamente consultabile all'indirizzo:



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

dal dicembre 2021 il sito è migrato al MITE ed è liberamente consultabile all'indirizzo:

<https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>



PARTE II ATTIVITA'

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2021

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 2021), 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.

Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 1° gennaio dell'anno 2021
[✓a]

Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:

• **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];

• **Dettaglio 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	Dettaglio su tipo impianto [✓b]	Anno di installazione [✓c]	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [✓d]	
							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	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:

NOTA [✓a] Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2021, anche se non più produttive.

NOTA [✓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 2021, 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.

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 2021, 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 2021, 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.

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.



NOTA [✓c] 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 2021*²]

NOTA [✓d] 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 2021)

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 istallazione *offshore* è entrata in funzione durante l'anno 2021.

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021)

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

² https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/comitatoOffshore/relazioni/1_IT_Italy_R1112_14_22_21_DEF.pdf



Osservazione: nessuna installazione offshore è stata dismessa durante l'anno 2021.

Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021) [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	7		

Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2021). Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [✓e].

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

2.204.788 h (per confronto anno 2020 1.947.435 h, anno 2019 2.710.426 h, anno 2018: 3.669.101 h, anno 2017: 3.045.243 h);

b. Produzione totale: **1,90 MTEP** (per confronto anno 2020 2.42 MTEP, anno 2019 2.85 MTEP, anno 2018: 3,311 MTEP, anno 2017: 4,217 MTEP);

Produzione di petrolio a mare: **0,43 MTEP** (per confronto anno 2020 0.44 MTEP, anno 2019 0.45 MTEP, anno 2018: 0,54 MTEP, anno 2018, 2017: 0,72 MTEP);



Produzione di gas a mare: **1,87 GSMC** (per confronto anno 2020 2,42 GSMC, anno 2019 2,93 GSMC, 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 (aggiornato al 2021) della DG IS (Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza) del Ministero della Transizione Ecologica;

<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/produzione-nazionale-di-idrocarburi>

- l'UNMIG *databook* 2021 (attività 2020)

<https://unmig.mise.gov.it/images/stat/databook-2021.pdf>

3. Il valore della produzione di idrocarburi in mega tonnellate 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;



o 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 Presidenza di questo Comitato.

2.1.2 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2021) sono riportati in Tabella :

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
222	339	164

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 durante l'anno 2021, 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 nell'anno 2021.

2.1.3- Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2021 non si sono verificati eventi³ classificabili ai sensi dell'allegato I del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea.

Sono state invece comunicate - ai sensi dell'allegato IX del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea - le categorie incidentali riportate nella sottostante Tabella:

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	N. eventi	
		ore lavorate	ktep
a) Rilasci accidentali	0	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	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>	-	-	-

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.



c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	0	0	0
d) Perdita di integrità strutturale	0	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	0
f) Incidenti di elicottero	0	0	0
g) Incidenti mortali (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
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	0	0	0
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.

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...



2.1.4- Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014) [✓h] ()**

	Numero	Valore normalizzato
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	2	0,89 *10 ⁻⁶
Numero totale di infortuni	4	1,78 *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 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 2021.
3. Nel 2021, nel settore upstream offshore, sono stati registrati 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) e nessun infortunio fatale; più in dettaglio, nessun infortunio si è verificato in attività tipiche del settore oil&gas mentre i rimanenti 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) non sono riconducibili ad attività prettamente oil&gas, ma hanno comunque coinvolto personale che opera sulle piattaforme, durante la loro permanenza sulle stesse e anche al di fuori dell'orario di lavoro.

2.1.5- 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	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

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.

2.1.6- Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

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>	/		

2.1.7 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 3).*

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 Sbocca 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 prevista 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.

Legge 28 febbraio 2020 n. 8 recante *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”*

Con l'art. 12, comma 4-bis, del citato D.L. 162/2019, convertito nella Legge 8/2020, sono state apportate modifiche all'articolo 11-ter del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla



Legge 11 febbraio 2019, n. 12. Il citato art. 11-ter ha introdotto il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse possano risultare compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. L'intervento normativo di cui alla Legge 8/2020 ha soltanto prorogato il termini di approvazione del citato PiTESAI, da 18 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso, portandolo da 24 a 36 mesi; è stata inoltre introdotta la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività *upstream*.

Legge 11 settembre 2020, n. 120 recante *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale”*.

Detto provvedimento, con l'art. 60-bis, ha apportato modifiche al Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di attuazione della direttiva 2009/31/CE, in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nell'ottica della semplificazione e della



“promozione” di dette attività anche ai fini del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni in atmosfera.

E' stato pertanto modificato l'art. 7, comma 3, del D.Lgs. 162/2011 prevedendo che, nelle more dell'adozione del piano delle aree idonee allo svolgimento di dette attività, previsto dallo stesso D.Lgs., possano essere comunque rilasciate, in via provvisoria, eventuali licenze di esplorazione ed autorizzazioni allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio. Sono comunque considerati quali siti idonei i giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale, per i quali il Ministero dello Sviluppo Economico (oggi, Ministero della Transizione Ecologica) può autorizzare i titolari delle relative concessioni di coltivazione a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂. Con l'art. 62-ter dello stesso D.L. 76/2020 è stata inoltre introdotta una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

In materia di tassazione del settore *upstream*, l'art. 18 del D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625, di recepimento della direttiva europea 94/22/CEE, prevede infatti che i titolari di permessi di prospezione e ricerca di idrocarburi, nonché di concessioni di coltivazione e di stoccaggio sono tenuti a versare allo Stato un c.d. “canone demaniale” in funzione dell'estensione della superficie geografica



del titolo minerario in essere, con cadenza annuale e secondo un importo fisso e predeterminato dal legislatore. Tale corrispettivo è dovuto per il godimento di un bene demaniale di proprietà dello Stato, sia come superficie, sia soprattutto come sottosuolo. Detti canoni sono stati rideterminati dall'art. 11-ter, commi 9 e 10, del D.L. n. 135/2018, convertito in Legge n. 12/2019, disponendone, a decorrere dal 1° giugno 2019, l'aumento di 25 volte rispetto agli importi precedentemente stabiliti dal legislatore del 1996.

Con l'art. 62-ter è stato quindi introdotto il comma 9-bis all'art. 11-ter del D.L. 135/2018, prevedendo che *"Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3% della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente"*.

Tale integrazione si è resa necessaria in quanto il notevole aumento dei canoni demaniali, precedentemente disposto, superava in alcuni casi il ricavo delle attività di coltivazione, penalizzando eccessivamente gli operatori del settore.

• Legge 26 febbraio 2021 n. 21 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di



realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE, EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto".

Con l'art. 12-ter del citato D.L. 183/2020, convertito in Legge 21/2021, sono state apportate modifiche all'articolo 11-ter del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12.

Il citato art. 11-ter ha introdotto il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché per le stesse possa essere verificata la compatibilità con l'assetto del territorio e la sostenibilità anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico.

L'intervento normativo di cui al D.L. 183/2020 ha soltanto prorogato il termine di approvazione del citato PiTESAI, da 24 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - al 30 settembre 2021.

In attuazione di detta previsione normativa, con Decreto del Ministro della transizione ecologica del 28 dicembre 2021, pubblicato in G.U. in data 11 febbraio 2022, è stato quindi approvato il PiTESAI.



Detto Piano, al fine di pianificare nuove attività in materia di idrocarburi e razionalizzare quelle già esistenti, in un ottica anche di matrice europea di decarbonizzazione e di transizione energetica verso fonti rinnovabili, indica le “aree idonee” e “non idonee” sul territorio nazionale e in mare cui far riferimento, sulla base di criteri prettamente ambientali, per poter eventualmente presentare istanze per intraprendere nuove attività upstream; detta mappature delle aree idonee e non idonee costituisce la base anche per stabilire se i titoli minerari e le relative attività già in essere siano “compatibili” con i territori interessati; in tal caso i criteri ambientali sono integrati anche con criteri economici e sociali, come stabilito dall’art. 11-ter, D.L. 135/2018, proprio per tener conto del fatto che sussistono già attività industriali in essere con i relativi indotti e i relativi investimenti.

In estrema sintesi, il PiTESAI prevede dunque che:

- i procedimenti relativi ad istanze di prospezione e ricerca proseguono solo se riguardanti gas e se presentate dopo il 01/01/2010, purché ricadenti in “aree idonee” alla presentazione di future istanze;
- i procedimenti relativi ad istanze di concessioni proseguono in “aree idonee”, o anche in “aree non idonee” purché in questo caso sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 150 MSmc ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell’iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento;



- i permessi di ricerca vigenti proseguono nelle attività, salvo quelli sospesi nel decorso temporale da più di 7 anni precedenti l'entrata in vigore della Legge 12/2019, per motivi esclusivamente dipendenti da scelte del titolare del permesso, purché riguardanti solo la ricerca di gas e ricadenti, anche parzialmente, in "aree idonee";
- le concessioni di coltivazione di idrocarburi in terraferma ed in mare proseguono se hanno infrastrutture in essere o già approvate in "aree idonee", salvo quelle improduttive da più di 7 anni precedenti dall'adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;
- le concessioni in mare proseguono anche se hanno una o più infrastrutture in "aree non idonee", salvo quelle improduttive da più di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;
- le concessioni in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastrutture all'interno di "aree non idonee" purché siano produttive o improduttive da meno di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano e che a seguito dell'analisi costi benefici (CBA) ottengano un risultato per cui i costi della mancata proroga sono superiori ai benefici, restando in vigore e continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi CBA ne giustificherà la prosecuzione;
- le altre concessioni di coltivazione vigenti che, alla data di adozione del PiTESAI non saranno in una delle predette casistiche, resteranno in vigore fino alla scadenza - da intendersi come scadenza del titolo o della proroga anche in corso di rilascio - senza possibilità di eventuali ulteriori proroghe.



• **Legge 22 aprile 2021, n. 55 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 1 marzo 2021, n. 22, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri”.**

Con D.L. 22/2021, n. 22 il Ministero dell’ambiente del territorio e del mare (MATTM) è stato ridenominato Ministero della Transizione Ecologica (MITE) e a questo sono state attribuite competenze e funzioni anche in materia di energia, prima in capo al Ministero dello sviluppo economico, con conseguente trasferimento delle due direzioni generali coinvolte - Direzione generale per l’approvvigionamento, l’efficienza e la competitività energetica (DGAECE) e Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSSEG) ora rinominata Direzione generale infrastrutture e sicurezza (DGIS) - e della relativa dotazione organica.

In attuazione dell’art. 10 del citato D.L. è stato poi adottato il D.P.C.M. 29 luglio 2021, n. 128 che, nel regolare l’organizzazione del nuovo Ministero della transizione ecologica, con l’art. 9, comma 2, ha tra l’altro espressamente trasferito la sede del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi, di cui all’art. 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145 di attuazione della Direttiva 2013/30/UE, dalla DGIS alla Direzione generale patrimonio naturalistico e mare (DGPNM) del MITE, residuando in capo alla DGIS, ora competente sia in materia di rilascio di titoli minerari per la ricerca e la produzione di idrocarburi, che di royalties e di sicurezza - la sola funzione di supporto nell’elaborazione dei piani annuali,



obblighi di pubblicazione e cooperazione con le autorità competenti o con i punti di contatto degli Stati membri, secondo quanto disposto dal D.Lgs. 145/2015, d'intesa con la DGPNM.

2.2 Attività del Comitato

Il Comitato si è insediato in data 9 maggio 2017. Alle 5 sedute del 2017, si sono aggiunte 4 sedute del 2018, 3 sedute nel corso del 2019, 2 sedute nel 2020 (per le quali si riassumono i punti fondamentali dei lavori svolti e le determinazioni assunte) a cui è seguita la vacanza della Presidenza. Nel 2021 non si sono tenute riunioni del Comitato centrale, mentre sono proseguite le attività dei Comitati periferici di cui si riferirà nel paragrafo successivo.

29 GENNAIO 2020

Si è riunita la Commissione di Consultazione Tripartita che ha visto 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.. Le risultanze emerse nel corso della riunione hanno portato all'aggiornamento e all'approvazione unanime dei Documenti di Consultazione Tripartita e costituiscono la 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. I nuovi Documenti di Consultazione Tripartita sono stati redatti a valle delle problematiche emerse a seguito dell'incidente grave occorso nella primavera passata sulla Piattaforma "Barbara F", consentendo un aggiornamento delle norme e delle linee guida sulle migliori pratiche ai fini della prevenzione degli incidenti gravi. Come è noto sono oggetto di Consultazione Tripartita i seguenti punti: a) La formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione di 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 par. 9 del D.lgs. 145/2015. I Documenti si riferiscono, inoltre, al CCNL vigente nel settore Energia e Petrolio e, in particolare, alla sezione Salute Sicurezza e Ambiente dello stesso. Essi sono stati aggiornati a valle delle indicazioni emerse nella riunione preliminare di Consultazione Tripartita del 27 settembre 2019. Fra le varie modifiche apportate alcune hanno riguardato l'aggiornamento della classificazione dei livelli di emergenza e l'avvenuto adeguamento alla norma ISO 45001.



18 FEBBRAIO 2020

- (1) Presentazione al Comitato da parte della Marina Militare sul tema *cyber security* secondo la prospettiva della Difesa e le applicazioni alle infrastrutture critiche; ruolo della nell’ambito del binomio ‘sicurezza cibernetica – sicurezza energetica’; le eventuali professionalità che la FA può mettere a supporto della sicurezza offshore;
- (2) Comunicazioni su esito riunione di Consultazione Tripartita tenutasi il 29 gennaio 2020 nel corso della quale sono stati approvati i nuovi “Documenti di Consultazione” siglati fra rappresentanze sindacali e gli Operatori (Eni, EniMed ed Edison E&P)
- (3) Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell’1 per mille da parte degli operatori e richiesta a MEF/MISE/RGGS; viene riproposto all’Ufficio Legislativo MiSE un emendamento mirato alla modifica all’art 8, del D.Lgs. 145/2015 che consenta il rimborso spese per i membri del Comitato centrale e periferici per le attività ispettive e di controllo in accordo alle sue “Strategie di azione e priorità programmatiche annuali”.
- (4) Aggiornamento sullo stato valutazioni Relazioni Grandi Rischi (RGR): depositate complessivamente 69 RGR; accettate 51; in valutazione 18.
- 5) Aggiornamento su Memorandum su ispezioni; vengono proposte le linee guida di indirizzo procedurale per la gestione delle ispezioni, indagini e misure



di esecuzione ai sensi dell'art. 4 del DPCM del 27/09/2016 e dell'art. 9 del D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015.

6) Aggiornamento sul Caso EUP n. 2019/9396 ENER – recepimento della direttiva 2013/30/UE, ove la Commissione Europea chiede di conoscere quali siano le procedure atte ad assicurare una gestione tempestiva e adeguata alle domande di risarcimento, comprese quelle a stati transfrontalieri.

9 APRILE 2020

Emergenza sanitaria COVID-19: Riunione congiunta con la Direzione Generale DGISSEG-MISE e gli operatori del settore *O&G upstream* per verificare la situazione del settore in termini di sicurezza alla luce dell'emergenza sanitaria CoViD-19. Il settore si è organizzato per gestire l'emergenza sanitaria, anche con l'emissione di documenti appositi. Inoltre si è intervenuti, in ragione della natura affine del settore e della sua specificità nell'operare in continuo, ad inserire i codici ATECO riferiti all'estrazione di idrocarburi ed i relativi servizi tra le aziende senza obbligo di chiusura. In particolare, per l'attività *offshore* è stato ridotto il numero di piattaforme presidiate di alcune unità; allungamento dei turni e procedure di definizioni di criteri per il cambio turno; cabine singole; definizione di procedure in caso di eventuale positività al coronavirus per personale in piattaforma e modalità e tempistiche di isolamento ed evacuazione; coordinamento con le autorità (UNMIG, Prefetto e Capitaneria di Porto);

Tra le criticità, le seguenti sono quelle emerse in maniera ricorsiva, esse riguardano sia il periodo contingente sia il medio periodo, se le sospensioni



delle attività dovessero protrarsi: 1- Approvvigionamento DPI. 2- Possibile crisi nella programmazione controlli/verifiche periodiche richieste per legge; 3- Rapporti interrotti o più complessi con le ditte della filiera chiuse ed in alcuni casi *shortage* di materiali; 4- Viene inoltre espressa preoccupazione per l'intersecarsi della crisi CoViD-19 con quella concomitante del prezzo del greggio che acuisce sostanzialmente la crisi che ha investito il settore. In particolare, i piccoli operatori sottolineano l'alto rischio che l'economicità della coltivazione venga a meno. Specificatamente, per quanto concerne il settore dell'*offshore upsteam*. Il Presidente del Comitato ha riferito sulle misure conseguenti alla emergenza CoViD-19 portando all'attenzione due punti fondamentali: (1) la situazione venutasi a creare per il settore offshore nel nostro Paese, (2) il confronto sul tema in ambito comunitario. Relativamente alla situazione italiana, i tre operatori (Edison, Eni ed EniMed) hanno tutti pienamente aderito con tempestività al Protocollo condiviso di regolazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus CoViD-19 negli ambienti di lavoro del 14 marzo 2020, sottoscritto tra le parti sociali, su invito del Presidente del Consiglio dei Ministri, del Ministro dell'Economia, del Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali, del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro della Salute, in attuazione del DPCM dell'11 marzo 2020. Il Protocollo, in particolare, ha qualificato il CoViD-19 per gli ambienti di lavoro non sanitari quali rischio biologico generico andando a definirne le misure di precauzione, di gestione e di contrasto in linea con le previsioni legislative e le indicazioni governative a tutela della popolazione. In questo senso, i tre operatori hanno applicato quanto prescritto dal Protocollo



attraverso ordini di servizio e addendum vari al Piano di Emergenza Generale. Su iniziativa della Segreteria del Comitato, è stato richiesto alle tre principali organizzazioni sindacali (FILCTEM CGIL, FEMCA CISL e UILTEC) di fornire riscontri/indicazioni in ordine all'applicazione dei provvedimenti governativi in materia di emergenza epidemiologica CoViD-19. Le OO.SS. hanno risposto osservando come, rispetto a tutti e tre gli Operatori: (1) la situazione è costantemente monitorata con incontri giornalieri tra il Direttore delle unità operative e RLS/RLSU; (2) è stato ridotto il personale al minimo (come squadre di emergenza); (3) è stato applicato il Protocollo e le indicazioni dei vari enti preposti; (4) le squadre rimangono in piattaforma 14 giorni, non si incontrano al cambio turno; (5) viene sanificato tutto ad ogni cambio turno da ditte specializzate; (6) sono stati realizzati specifici addendum al Piano di Emergenza Generale; (7) regole nuove per mensa, spazi comuni, ecc. (8) regole specifiche anche per i trasporti su terraferma per arrivare alla partenza per la piattaforma.

Relativamente alla discussione in atto a livello europeo, si sono aperti tavoli di discussione e di confronto coordinati dal Gruppo EUOAG (*European Union Offshore Authority Group*), il gruppo tecnico consultivo della Commissione che riunisce le autorità competenti per la sicurezza offshore degli Stati UE.

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



affidenti 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 10, 11 e 7 volte, valutando rispettivamente 29, 30 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 69, 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). Sono state inoltre valutate ed accettate 16 istanze di “modifiche non sostanziali” diverse da quelle di cui all’art.2 c.1. lettera BB del D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015

In particolare, nel 2021 sono state approvate:

a- dal Comitato Periferico di Roma:

le RGR relative agli impianti di produzione “SANTO STEFANO MARE 101”, “SANTO STEFANO MARE 3-7”, “SANTO STEFANO MARE 8 bis”, “SANTO STEFANO MARE 1-9”, “SANTO STEFANO MARE 4”, “CALIPSO”, “BONACCIA NW” e impianti “Piattaforma Calipso/Jack-Up Key Manhattan” e “Piattaforma Bonaccia NW/JackUp Key Manhattan”

b- dal Comitato Periferico di Bologna:



la Valutazione Grandi Rischi per operazioni di pozzo (esecuzione *sidetrack* pozzo “Arianna 5 dir A”) – Impianti P.ma Arianna A/ Jack Up Key Manhattan.

2.4 Attività in collaborazione con la Commissione Europea

Si continua ad attendere la annunciata revisione della Direttiva Europea 2013/30/EU. Rimangono valide le osservazioni che questo Comitato ha raccolto nelle Relazioni 2019 e 2020. 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.

Inoltre, 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 2020)*” di cui si riferisce al par. 3.1.4.

In relazione alla emergenza sanitaria COVID-19 manifestatasi a partire dal febbraio 2020, si sono aperti tavoli di discussione e di confronto coordinati dal Gruppo EUOAG (*European Union Offshore Authority Group*), il gruppo tecnico consultivo della Commissione che riunisce le autorità competenti per la sicurezza *offshore* degli Stati UE. Specificatamente, gli elementi della discussione e del confronto sono ruotati attorno ad alcuni concetti chiave relativi alla: (1) operatività delle Autorità Competenti per la offshore; (2) operatività dei *players* industriali; (3) riduzione del personale e modifica della turnazione lavorativa; (4) misure di igiene, salute e sicurezza per emergenza



CoViD-19; (5) *Worst Case Scenario*; (6) emergenza sanitaria e la Relazione Grandi Rischi; (7) altri temi di attenzione quali ad esempio: eventuali maggiori rischi per la sicurezza informatica (telelavoro, riunioni on-line, operazioni a distanza); mancata redditività della produzione ai livelli attuali del prezzo del petrolio. In questo ambito, è stata posta in particolare evidenza, per quanto concerne le funzioni specifiche assegnate al Comitato Offshore, la necessità di fornire da parte delle Autorità elementi di condivisione da indirizzare agli Operatori in ordine soprattutto a: *Worst Case Scenario* ed emergenza sanitaria e Relazione Grandi Rischi.

Infine, nel riferire sulle attività in collaborazione con la Commissione Europea, si evidenzia come si stia lavorando congiuntamente alle autorità competenti europee i necessari approfondimenti ed aggiornamenti ai Piani di Risposta Esterne all'Emergenze, che fanno seguito un precedenti studi pubblicati nel 2018 dal *Joint Research Center* per la Commissione (1 - *Overview of Member States compliance with the requirements of Directive 2013/30/EU concerning External Offshore Emergency Response Plans*, JRC, 2018); 2- *External emergency response plans: best practices and suggested guidelines* , JRC, 2018). Da parte italiana è stato data risposta al Questionario "*Italy - National EERPs - Questionnaire to Member State*", che viene ripotato in Allegato 4.



2.5 Ulteriori attività

Continua il lavoro del Comitato - attraverso la *partnership* del *Network* CLYPEA per la sicurezza offshore della DG ISSEG del MISE (ora DG IS del MITE). Il *Network* trae le risorse economiche dall'articolo 35 del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, che prevede che parte del valore dell'incremento dell'aliquota di prodotto (art. 19, D.Lgs 625/96) relativa al 3% sia assegnata al MITE (DGIS e DG PNM), per assicurare il pieno svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare. La DG ISSEG ha finanziato accordi di collaborazione con Enti di Ricerca, Istituti e Corpi dello Stato, con l'obiettivo di un costante miglioramento della sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi.

Attraverso il *Network* CLYPEA è stato organizzato un *Workshop* "Clypea progetti e sfide per l'energia del futuro" a Roma (presso INGV) nel gennaio 2020. In allegato 5 vengono riportati i temi affrontati durante il *Workshop*. Una rassegna dei progetti condotti dal *Network* nell'anno 2019 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](https://unmig.mise.gov.it/images/omc2019/Programma_LIGHTNING_TALKS_ON_CLYPEAS_PROJECTS.pdf)



2.6 Prospettive future

- 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.
- E’ appena stato pubblicato (11 febbraio 2022) il *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)*, per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse possano risultare compatibili con l’assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. L’intervento normativo di cui alla Legge 8/2020 ha prorogato i termini di approvazione del citato PiTESAI, da 18 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso, portandolo da 24 a 36 mesi; il Piano potrà consentire la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività *upstream*.



- Un tema di rilevanza futura per l'attività del Comitato sarà quello legato alla dismissione degli impianti offshore che giunge a valle delle *“Linee Guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”* (DM Mise 15 febbraio 2019, ai sensi dell'art. 25 comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104). Al riguardo, già alcune decine di piattaforme e infrastrutture sono state dichiarate da dismettere minerariamente.
- 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 a Ottobre 2021. Tale relazione (per l'anno 2020) 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 29 gennaio 2020 si è riunita la Commissione di Consultazione Tripartita (Autorità Competente, Operatori, Sindacati) secondo le modalità previste dall'art. 5 del D.M. 5 luglio 2016 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti sottoscritti, pervenendo alla firma dei Documenti di Consultazione tripartita.

I documenti affrontano le questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. In particolare, i Documenti sono stati aggiornati anche alla luce delle problematiche emerse a seguito dell'incidente grave occorso nella primavera 2019 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. I Documenti di Consultazione tripartita firmati sono riportati per EniMed in allegato 8, per Eni negli allegati 9 e 10, per Edison E&P in allegato 11.

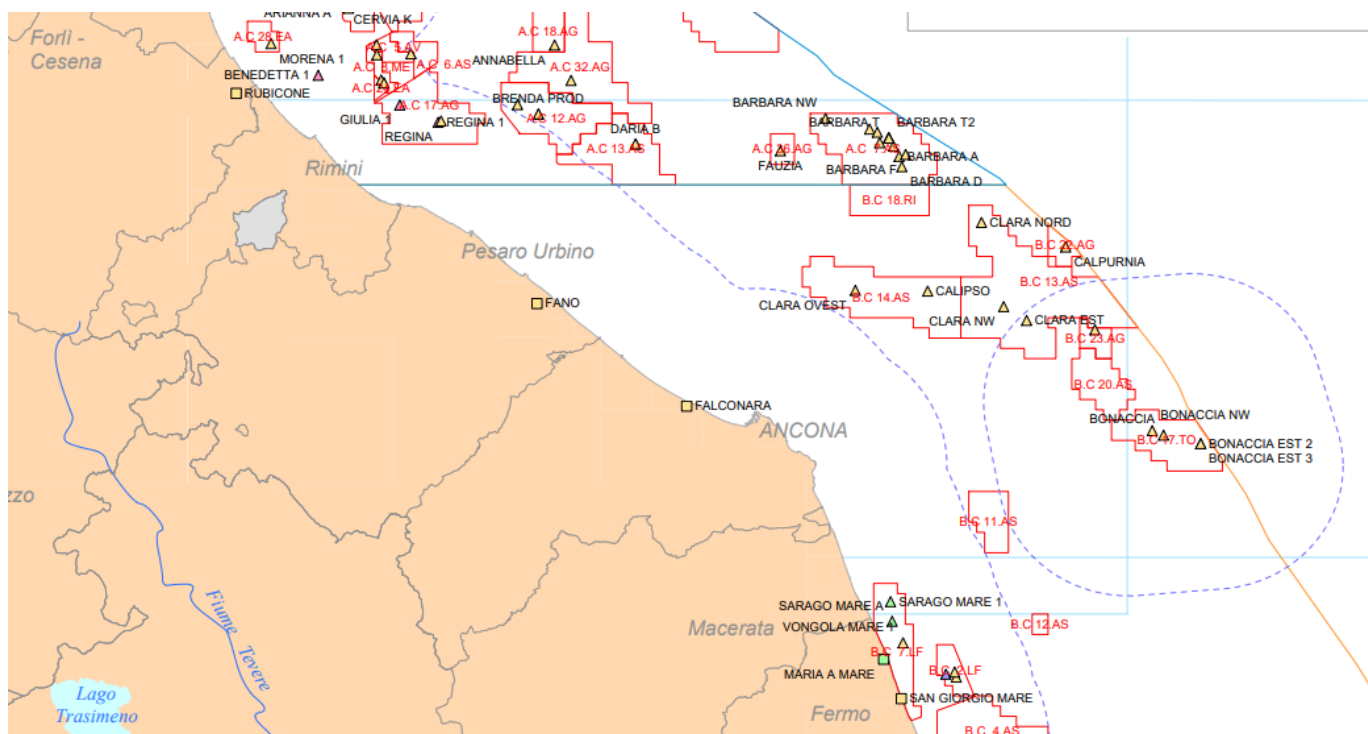
Nel corso del 2021 non si sono tenute riunioni di consultazione tripartita.

PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 2

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

- 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: ■ GAS ■ OLIO



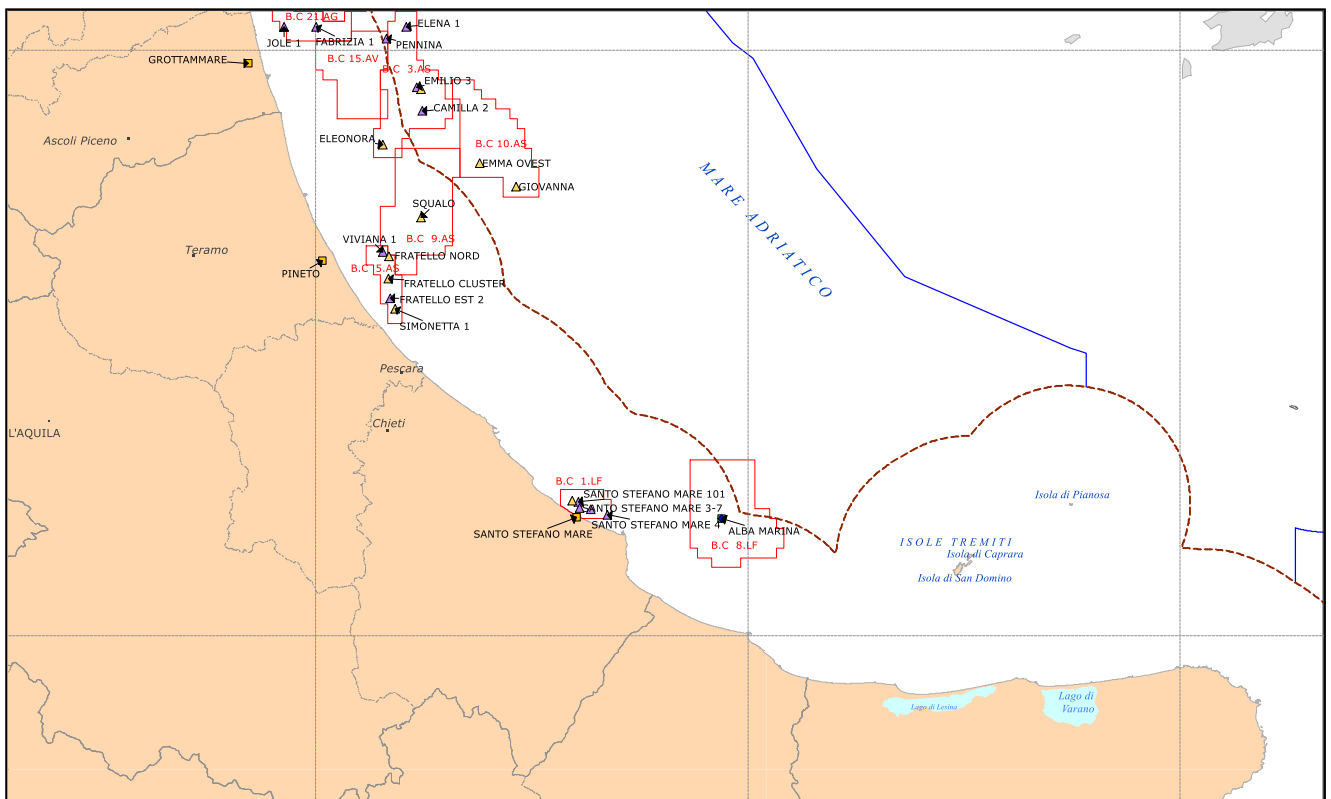


PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 3

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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

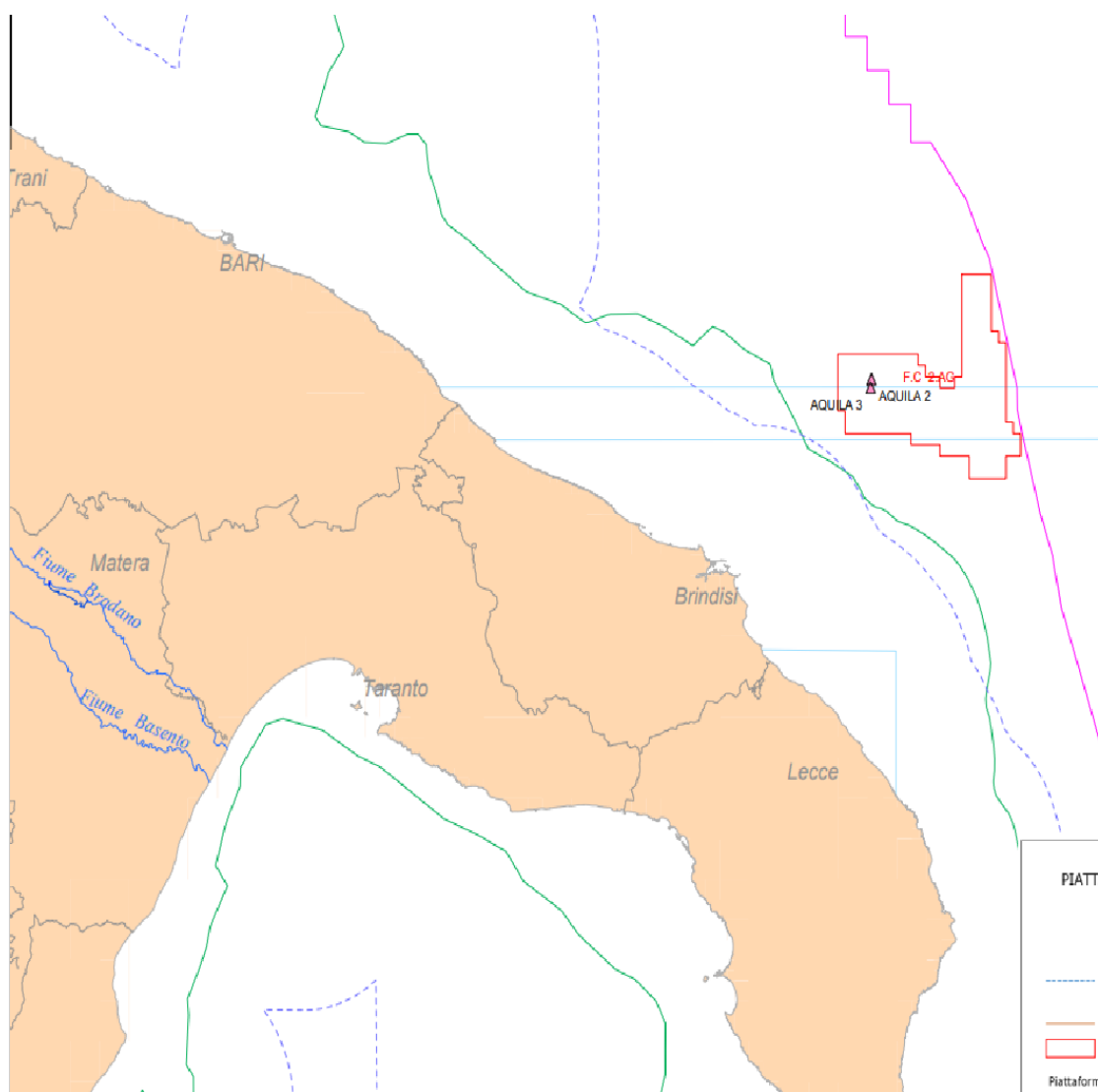


PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO E IONIO Tav. 4

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

- 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: ■ GAS ■ OLIO



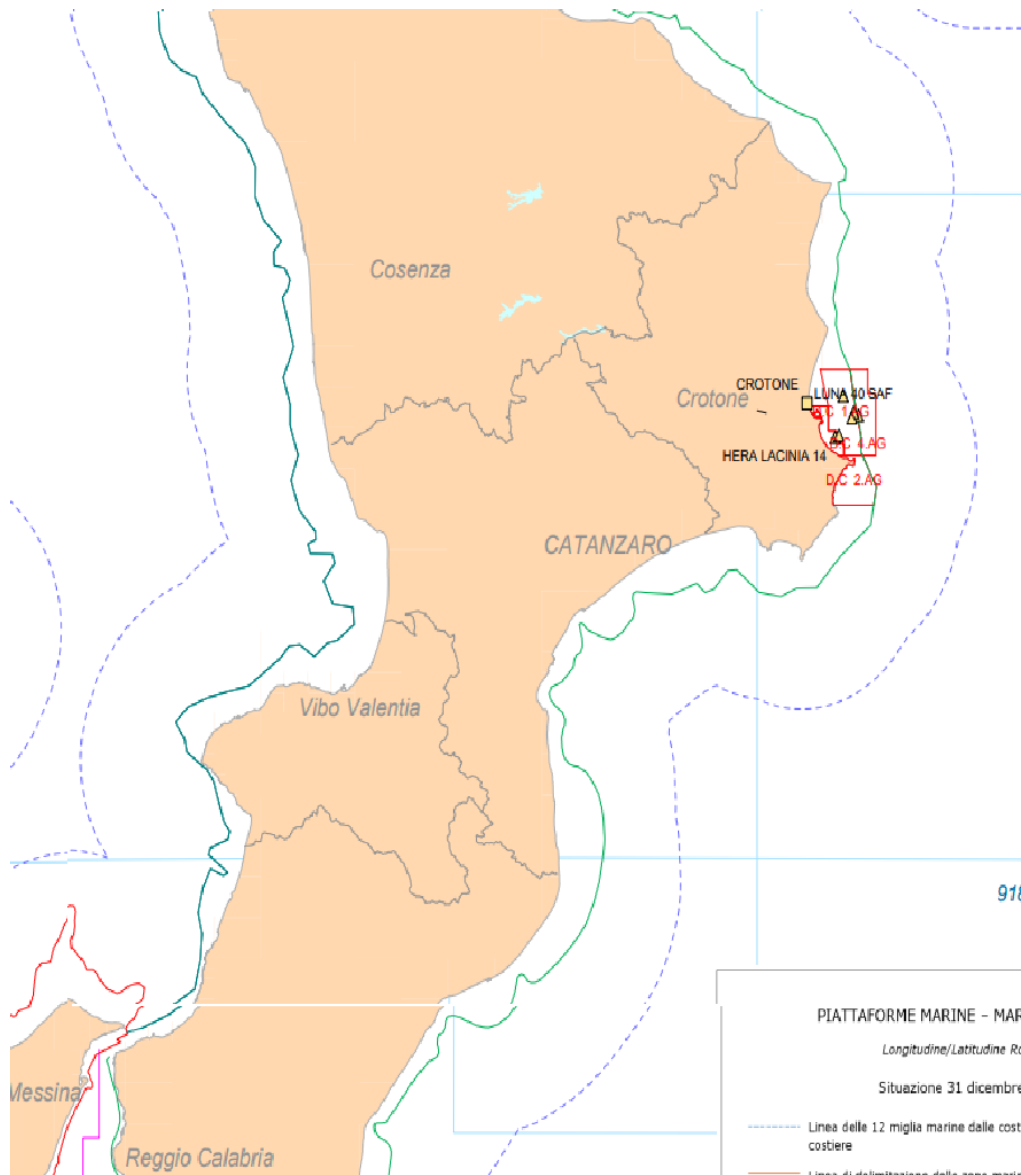


PIATTAFORME MARINE – MAR IONIO Tav. 5

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

- 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: ■ GAS ■ OLIO



911

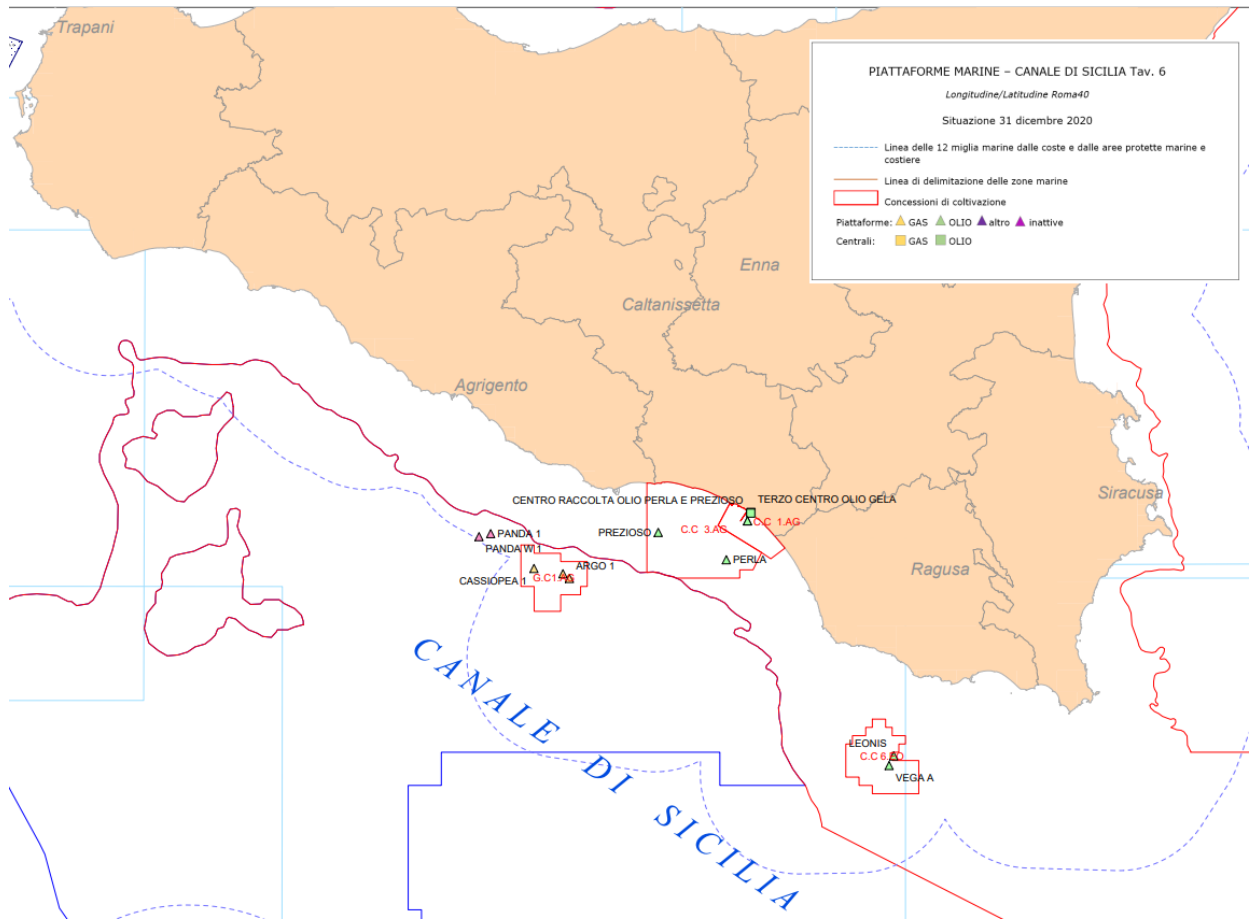


PIATTAFORME MARINE – CANALE DI SICILIA Tav. 6

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

- 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: ■ 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 25 agosto 2021 “Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 3: DM 5 luglio 2017, “Modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori, e rappresentanti dei lavoratori”;
- Allegato 4: Questionario “Italy - National EERPs - Questionnaire to Member State”
- Allegato 5: Programma *Workshop “Clypea progetti e sfide per l’energia del futuro”*, Network CLYPEA, Roma 29 gennaio 2020.
- Allegato 6: Chiarimenti richiesti al Mise e Mef, e relative richieste al Capo di Gabinetto MiTE, 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 2020) inviata a ottobre 2021.
- Allegato 8: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione 29 gennaio 2020.
- Allegato 19: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione 29 gennaio 2020.
- Allegato 10: Addendum ai Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione 29 gennaio 2020
- Allegato 11: Documenti di consultazione tripartita di Edison approvato nella riunione 29 gennaio 2020.



Elenco acronimi

<i>Acronimo</i>	<i>Descrizione</i>
FSO e FPSO	<i>unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi (FSO: Floating Storage and Offloading Unit, FPSO: Floating Production and Offloading Unit)</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>
MITE	<i>Ministero della Transizione Ecologica</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	<i>unità mobili di perforazione offshore (MODU)</i>
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 piattaforma continentale.</p>
<p>➤ 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.</p>
<p>➤ 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.</p>
<p>➤ 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.</p>
<p>➤ Legge 11 febbraio 2019, n. 12 <i>Conversione in legge, con modificazioni,</i></p>



<p><i>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></p>
<p>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></p>
<p>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></p>
<p>Legge 28 febbraio 2020 n. 8 <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”</i></p>
<p>Legge 11 settembre 2020, n. 120 <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale”.</i></p>
<p>Legge 26 febbraio 2021 n. 21 <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE, EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto".</i></p>
<p>Legge 22 aprile 2021, n. 55 <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 1 marzo 2021, n. 22, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri”.</i></p>

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



Tel: (+39) 06 5722 –
Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma

email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it

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

<https://www.mite.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>