Al Presidente del Senato
Sen. Ignazio La Russa
amministrazione@pec.senato.it

Al Presidente della Camera
On. Lorenzo Fontana
camera_protcentrale@certcamera.it
e, p.c.
All? Ufficio del Segretario Generale della Presidenza del Consiglio dei Ministri
usg@mailbox.governo.it , usg@governo.it

Oggetto: D. Lgs. 145/2015. Trasmissione relazione al Parlamento anno 2024.

Si trasmette in allegato, la **Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi** in ottemperanza all?articolo 8, comma 10, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, relativa all?**anno 2025**.

E.MESINI
Segue allegata Relazione unitamente a 9 allegati

Camera dei Deputati **ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN**

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

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

Il 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 2025

Roma, febbraio 2026

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma
Tel: (+39) 06 5722 5761 – email: ezio.mesini@unibo.it – Pec: ezio.mesini@pec.it
https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Componenti del Comitato

Ezio Mesini (Presidente)

Marilena Barbaro (MASE – DG FTA)

Giuseppe Berutti Bergotto (Marina Militare), sino ottobre 2025
Fabio Gregori (Marina Militare), da novembre 2025

Nicola Carlone (CP-Guardia Costiera), sino a settembre 2025
Sergio Liardo (CP-Guardia Costiera), da ottobre 2025

Giampietro Boscaino (Vigili del Fuoco)

Francesco Tomas (MASE – DG TBM),

Sito web del Comitato:

https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

INDICE

Oggetto della Relazione 6

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 17

PARTE II ATTIVITA' 18

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2025 18
2.1.1 Impianti, ore lavorate e produzioni 18
2.1.2 Dismissione mineraria delle piattaforme marine 29
2.1.3 Ispezioni 44
2.1.4 Dati relativi agli incidenti 45
2.1.5 Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014) 48
2.1.6 Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE) 51
2.1.7 Cause dirette e alla radice di incidenti gravi 51
2.1.8 Attivazione di procedura di *Emergency Shut Down* (ESD) 52
2.1.9 Incendi/Esplosioni 53
2.1.10 Innovazioni normative 54

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

2.2 Sintesi cumulativa degli ultimi 10 anni (2016 -2025) dei dati relativi alle ore effettive lavorate, produzioni, ispezioni, e incidenti 91

2.3 Attività del Comitato 96

2.4 Attività dei Comitati periferici 103

2.5 Attività in collaborazione con la Commissione europea 103

2.6 Prospettive future 106

PARTE III DOCUMENTI 111

3.1 Documenti originati dal Comitato 111

3.1.1 La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali 111

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 113

3.1.3 Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi 113

3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi 113

3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA 114

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

❖ **CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI** 115

❖ **ELENCO ACRONIMI** 121

❖ **ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENZIONATE** 123

❖ **ELENCO DEGLI ALLEGATI** 128

❖ **ALLEGATI** 129

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 **2025** 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 al 2024; (2) gli impianti in dismissione mineraria al 2025; (3) le ore effettive lavorate e le produzioni di gas e di petrolio nel 2025; (4) le ispezioni effettuate dalle amministrazioni componenti il Comitato nel 2025; (5) i dati relativi agli incidenti occorsi nel 2025; (6) una sintesi cumulativa degli ultimi 10 anni (2016-2025) dei dati relativi alle ore effettive lavorate,

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

produzioni, ispezioni, e incidenti; (7) l'attività in collaborazione con la Commissione europea.

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

(a) alle proprie modalità di funzionamento e priorità di azione; (b) alle linee guida per la redazione della relazione sui grandi rischi; (c) alle comunicazioni alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi; (d) ai documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente; (e) a ulteriori documenti e alle prospettive future.

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

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 mar*e, 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,

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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, per le 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,

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

diritto nazionale e dell'Unione con operatori del settore, altre parti interessate e la Commissione.

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

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

Rimane inalterata la vigente legislazione italiana applicabile in materia, in particolare: il decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 "*Norme di polizia delle miniere e delle cave*" con le relative norme di integrazione ed adeguamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 "*Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel DPR 9 aprile 10958 n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli Idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale*"; il decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 "*Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare*"; il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624 "*Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 (Italia settentrionale, Italia centrale e Italia meridionale) afferenti, oggi, alla Direzione Generale Fonti energetiche e Titoli Abilitativi (DG FTA) del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica; vigilare sul rispetto da parte degli operatori dei dettami del D. Lgs. 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di prevenzione; fornire consulenza ad altre Autorità o Organismi, compresa l'Autorità preposta al rilascio delle licenze (DG FTA);

- elaborare piani annuali;

- 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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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;

- 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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (Direzione Generale Tutela della Biodiversità e del Mare, DG TBM) mentre sino al 2019 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 DG FTA del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica che, in caso di assenza o impedimento del Presidente ne assume le relative funzioni (DPCM 27 settembre 2016, in corso di aggiornamento);

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

- Direttore della DG TBM del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco;
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Guardia Costiera.

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 tre mandati consecutivi, formalizzate con DPCM 20 marzo 2017 (primo mandato), con DPCM 25 agosto 2021 (secondo mandato) e con DPCM 27 novembre 2024 (Allegato 2, terzo mandato). Il presente mandato del Presidente scadrà il 26 Novembre 2027.

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 DGIS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera e, successivamente, con sede presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, DG TBM (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,

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 MASE una sezione dedicata consultabile all'indirizzo:

https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

PARTE II: ATTIVITA'

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2025

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 31 dicembre dell'anno 2025), 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. In particolare, si riportano nell'ordine gli impianti dei 3 Operatori (Energean, Eni ed EniMed), per un totale di 149 impianti (Energean 17, Eni 123 ed EniMed 9).

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 31 dicembre 2025 [✓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*],
  - **STCR** [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

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

ENERGEAN

Operatore	N.	Nome o	Tipo di impianto [✓b]	Note su tipo di impianto	Anno di installazione [✓c]	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [✓ d] (*longitudine*	*latitudine*)
ENERGEAN	1	Alba Marina	FPI	FSO	2012	petrolio	50	14,939078	42,201212
ENERGEAN	2	Leonis	FPI	FSO	2009	petrolio	49	14,637158	36,559805
ENERGEAN	3	Rospo Mare A	NUI	-	1981	petrolio	2	14,970746	42,203712
ENERGEAN	4	Rospo Mare B	NUI	-	1986	petrolio	4	14,946579	42,213157
ENERGEAN	5	Rospo Mare C	NUI	-	1991	petrolio	2	14,931856	42,235657
ENERGEAN	6	San Giorgio Mare 3	NUI	-	1972	gas	0	13,923748	43,197901
ENERGEAN	7	San Giorgio Mare 6	NUI	-	1981	gas	0	13,920136	43,206235
ENERGEAN	8	San Giorgio Mare C	NUI	STCR	1972	gas	0	13,901802	43,202624

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ENERGEAN	9	Santo Stefano Mare 101	NUI	-	1987	gas	0	14,607395	42,22899
ENERGEAN	10	Santo Stefano Mare 1-9	NUI	-	1968	gas	0	14,59295	42,231768
ENERGEAN	11	Santo Stefano Mare 3-7	NUI	-	1968	gas	0	14,610729	42,219268
ENERGEAN	12	Santo Stefano Mare 4	NUI	-	1975	gas	0	14,675454	42,207323
ENERGEAN	13	Santo Stefano Mare 8 bis	NUI	-	1991	gas	0	14,636563	42,21649
ENERGEAN	14	Sarago Mare 1	NUI	-	1981	petrolio	0	13,785407	43,32096
ENERGEAN	15	Sarago Mare A	NUI	-	1981	petrolio	0	13,788738	43,288851
ENERGEAN	16	Vongola Mare 1	NUI	-	1985	gas	0	13,811731	43,253892
ENERGEAN	17	Vega A	FMI	-	1986	petrolio	75	14,625491	36,540638

ENI

Operatore	N.	Nome o	Tipo di impianto [✓b]	Note su tipo di impianto	Anno di installazione [✓c]	Tipo di fluido	Numero di letti	Coordinate in WGS 84 [✓ d] (*longitudine*	*latitudine)*
ENI	1	Ada 2	NUI	-	1982	gas	0	12,591285	45,183634
ENI	2	Ada 3	NUI	-	1982	gas	0	12,591176	45,183361
ENI	3	Ada 4	NUI	-	1982	gas	0	12,59091	45,183561
ENI	4	Agostino A	NUI	-	1970	gas	27	12,495518	44,54018
ENI	5	Agostino A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,496197	44,540685
ENI	6	Agostino B	NUI	-	1971	gas	27	12,471569	44,554372
ENI	7	Agostino C	NUI	-	1992	gas	0	12,494523	44,547174
ENI	8	Amelia A	NUI	-	1971	gas	0	12,660836	44,405716
ENI	9	Amelia B	NUI	-	1991	gas	31	12,662218	44,407503
ENI	10	Amelia C	NUI	-	1991	gas	0	12,662895	44,406935
ENI	11	Amelia D	NUI	-	1992	gas	0	12,661276	44,407901
ENI	12	Anemone B	NUI	-	1999	gas	0	12,704814	44,229289
ENI	13	Anemone Cluster	NUI	-	1979	gas	0	12,70531	44,212786

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ENI	14	Angela Angelina	NUI	-	1997	gas	25	12,343127	44,391172
ENI	15	Angela Cluster	NUI	-	1975	gas	0	12,344848	44,392973
ENI	16	Annabella	NUI	-	1991	gas	16	13,078865	44,228781
ENI	17	Annalisa	NUI	-	1999	gas	0	13,113554	44,171042
ENI	18	Annamaria B	NUI	-	2009	gas	19	13,407327	44,322576
ENI	19	Antares 1	NUI	-	1982	gas	0	12,444429	44,393988
ENI	20	Antares A	NUI	-	1985	gas	0	12,453493	44,390057
ENI	21	Antonella	NUI	-	1976	gas	0	12,776663	44,214442
ENI	22	Aquila 2	NUI	SPS	1993	petrolio	0	18,327114	40,930188
ENI	23	Aquila 3	NUI	SPS	1995	petrolio	0	18,32532	40,918159
ENI	24	Arianna A	NUI	-	1984	gas	23	12,628146	44,306251
ENI	25	Arianna Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,62743	44,305788
ENI	26	Armida 1	NUI	-	1973	gas	0	12,44954	44,475932
ENI	27	Armida A	NUI	-	1985	gas	19	12,453192	44,480303
ENI	28	Azalea A	NUI	-	1984	gas	0	12,714258	44,171769
ENI	29	Azalea B DR	NUI	-	1987	gas	0	12,720562	44,166817
ENI	30	Azalea B PROD	NUI	STCR	1987	gas	0	12,720768	44,166169
ENI	31	Barbara A	NUI	-	1978	gas	0	13,803467	44,047208
ENI	32	Barbara B	NUI	-	1983	gas	17	13,741427	44,091609
ENI	33	Barbara C	FMI	-	1985	gas	42	13,781867	44,076859
ENI	34	Barbara D	FMI	-	1986	gas	28	13,809339	44,030369
ENI	35	Barbara E	NUI	-	1987	gas	23	13,757562	44,086474
ENI	36	Barbara F	NUI	-	1988	gas	40	13,817099	44,050183
ENI	37	Barbara G	NUI	-	1992	gas	0	13,79153	44,063905
ENI	38	Barbara H	NUI	-	1992	gas	0	13,762702	44,069387
ENI	39	Barbara NW	NUI	-	1999	gas	0	13,648827	44,108865
ENI	40	Barbara T	NUI	STCR	1985	gas	0	13,781345	44,077277
ENI	41	Barbara T2	NUI	STCR	2000	gas	0	13,78203	44,077718
ENI	42	Basil	NUI	-	1983	gas	0	13,001086	44,131649
ENI	43	Benedetta 1	NUI	-	2006	gas	0	12,581966	44,1794
ENI	44	Bonaccia	NUI	-	1999	gas	17	14,359527	43,592497
ENI	45	Bonaccia Est 2	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437581	43,578672
ENI	46	Bonaccia Est 3	NUI	SPS	2010	gas	0	14,437583	43,578614

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ENI	47	Bonaccia NW	NUI	-	2015	gas	0	14,335723	43,599803
ENI	48	Brenda PROD	NUI	STCR	1987	gas	19	13,045114	44,115802
ENI	49	Brenda PERF	NUI	-	1987	gas	0	13,044925	44,116443
ENI	50	Calipso	NUI	-	2002	gas	0	13,863461	43,827416
ENI	51	Calpurnia	NUI	-	2000	gas	0	14,153981	43,899535
ENI	52	Camilla 2	NUI	SPS	2001	gas	0	14,246376	42,897839
ENI	53	Cervia A	FMI	-	1986	gas	21	12,639005	44,294608
ENI	54	Cervia A Cluster	NUI	-	1992	gas	0	12,639697	44,295105
ENI	55	Cervia B	NUI	-	1984	gas	0	12,645428	44,288823
ENI	56	Cervia C	NUI	-	1992	gas	13	12,640079	44,30165
ENI	57	Cervia K	NUI	STCR	2000	gas	0	12,639076	44,295474
ENI	58	Clara Est	NUI	-	2000	gas	0	14,071618	43,779617
ENI	59	Clara Nord	NUI	-	2000	gas	0	13,976674	43,939355
ENI	60	Clara NW	NUI	-	2015	gas	0	14,023295	43,802145
ENI	61	Clara Ovest	NUI	-	1987	gas	0	13,711516	43,828681
ENI	62	Daria A	NUI	-	1994	gas	0	13,249138	44,067586
ENI	63	Daria B	NUI	STCR	1995	gas	11	13,249706	44,066931
ENI	64	Davide	NUI	-	1980	gas	0	14,017133	43,095985
ENI	65	Davide 7	NUI	-	2002	gas	0	14,016886	43,095755
ENI	66	Diana	NUI	-	1971	gas	0	12,425718	44,441373
ENI	67	Elena 1	NUI	SPS	1989	gas	0	14,210255	43,040689
ENI	68	Eleonora	NUI	-	1987	gas	0	14,155689	42,840158
ENI	69	Elettra	NUI	-	2014	gas	0	14,215197	43,764413
ENI	70	Emilio	NUI	-	2001	gas	0	14,243294	42,934945
ENI	71	Emilio 3	NUI	SPS	1980	gas	0	14,23388	42,938165
ENI	72	Emma Ovest	FMI	-	1982	gas	24	14,379206	42,808505
ENI	73	Fabrizia 1	NUI	-	1998	gas	0	14,00114	43,041377
ENI	74	Fauzia	NUI	-	2014	gas	0	13,554058	44,056355
ENI	75	Fratello Cluster	NUI	-	1979	gas	0	14,168514	42,610534
ENI	76	Fratello Est 2	NUI	-	1980	gas	0	14,172827	42,576845
ENI	77	Fratello Nord	NUI	-	1980	gas	0	14,170126	42,648861
ENI	78	Garibaldi A	NUI	-	1969	gas	27	12,510457	44,523023
ENI	79	Garibaldi A Cluster	NUI	-	1991	gas	0	12,51205	44,523727
ENI	80	Garibaldi B	NUI	-	1969	gas	27	12,531292	44,487009
ENI	81	Garibaldi C	FMI	-	1992	gas	33	12,51528	44,531601

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ENI	82	Garibaldi D	NUI	-	1993	gas	0	12,546062	44,478183
ENI	83	Garibaldi K	NUI	STCR	1998	gas	0	12,516137	44,532077
ENI	84	Garibaldi T	NUI	STCR	1998	gas	0	12,511376	44,523311
ENI	85	Giovanna	NUI	-	1992	gas	0	14,463941	42,768002
ENI	86	Giulia 1	NUI	-	1980	gas	0	12,753326	44,13104
ENI	87	Guendalina	NUI	-	2011	gas	0	12,881491	44,566435
ENI	88	Hera Lacinia 14	NUI	-	1992	gas	0	17,165078	39,058611
ENI	89	Hera Lacinia BEAF	NUI	-	1998	gas	0	17,172791	39,061388
ENI	90	Jole 1	NUI	-	1999	gas	0	13,926435	43,040959
ENI	91	Luna 27	NUI	SPS	1987	gas	0	17,214444	39,088056
ENI	92	Luna 40 SAF	NUI	SPS	1995	gas	0	17,204166	39,091944
ENI	93	Luna A	FMI	-	1976	gas	18	17,181692	39,114236
ENI	94	Luna B	NUI	-	1992	gas	0	17,200158	39,084925
ENI	95	Morena 1	NUI	-	1996	gas	0	12,482887	44,231073
ENI	96	Naide	NUI	-	2005	gas	0	12,745412	44,343275
ENI	97	Panda W1	NUI	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,000607
ENI	98	Pennina	NUI	-	1988	gas	0	14,163626	43,021356
ENI	99	Perla	NUI	-	1981	petrolio	17	14,216245	36,954193
ENI	100	Porto Corsini 73	NUI	-	1996	gas	0	12,579101	44,385037
ENI	101	Porto Corsini 80	NUI	-	1981	gas	0	12,546216	44,40564
ENI	102	Porto Corsini 80 bis	NUI	-	1983	gas	0	12,520281	44,423353
ENI	103	Porto Corsini C	NUI	-	1987	gas	19	12,560198	44,391356
ENI	104	Porto Corsini M S1	NUI	-	2000	gas	0	12,588897	44,348638
ENI	105	Porto Corsini M S2	NUI	-	2001	gas	0	12,576923	44,368807
ENI	106	Porto Corsini W A	NUI	-	1968	gas	0	12,359541	44,511783
ENI	107	Porto Corsini W B	NUI	-	1968	gas	0	12,373809	44,509278
ENI	108	Porto Corsini W C	NUI	-	1987	gas	19	12,372787	44,508964

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ENI	109	Porto Corsini W T	NUI	STCR	1987	gas	0	12,359295	44,51238
ENI	110	Regina	NUI	-	1997	gas	0	12,840342	44,10492
ENI	111	Regina 1	NUI	-	1997	gas	0	12,834209	44,102781
ENI	112	Simonetta 1	NUI	-	1997	gas	0	14,183769	42,559691
ENI	113	Squalo	NUI	-	1980	gas	0	14,244378	42,715657
ENI	114	Tea	NUI	-	2007	gas	0	13,018813	44,501557
ENI	115	Viviana 1	NUI	-	1998	gas	0	14,155051	42,656403

ENIMED

Operatore	**N.**	**Nome o**	**Tipo di impianto** [✓b]	**Note su tipo di impianto**	**Anno di installazione** [✓c]	**Tipo di fluido**	**Numero di letti**	**Coordinate in WGS 84** [✓ d] (*longitudine* *latitudine)*	
ENIMED	1	Argo 1	NUI	SPS	2006	gas	0	13,821989	36,916622
ENIMED	2	Argo 2	NUI	SPS	2008	gas	0	13,805449	36,926058
ENIMED	3	Cassiopea 1	NUI	SPS	2008	gas	0	13,732618	36,936642
ENIMED	4	Cassiopea 1 Dir A	NUI	SPS	2024	gas	0	13,732618	36,936642
ENIMED	5	Cassiopea 2 Dir	NUI	SPS	2024	gas	0	13,731438	36,937561
ENIMED	6	Cassiopea 3	NUI	SPS	2024	gas	0	13,737768	36,927637
ENIMED	7	Gela 1	NUI	-	1960	petrolio	19	14,26955	37,032157
ENIMED	8	Gela 1 cluster	NUI	-	1986	petrolio	0	14,269454	37,032449
ENIMED	9	Gemini 1	NUI	SPS	2024	gas	0	13,767330	36,876386
ENIMED	10	Panda 1	NUI	SPS	2002	gas	0	13,623818	37,006610
ENIMED	11	Panda W1	NUI	SPS	2003	gas	0	13,594536	37,000607
ENIMED	12	Perla	NUI	-	1981	petrolio	0	14,2126245	36,954193
ENIMED	13	Prezioso	NUI	-	1986	petrolio	19	14,045081	37,009175

NOTE:

NOTA [✓a] Nella tabella 2.1 vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 31 dicembre dell'anno 2025, anche se non più produttive.

NOTA [✓b] Dettaglio tipo impianto

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014[1], 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 31 dicembre dell'anno 2025, sono 18: AQUILA 2, AQUILA 3, ARGO 1, ARGO 2, BONACCIA EST 2, BONACCIA EST 3, CAMILLA 2, CASSIOPEA 1, CASSIOPEA 1 DIR A, CASSIOPEA 2, CASSIOPEA 3, ELENA 1, EMILIO 3, GEMINI 1, 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 l'acronimo FSO per specificarne la tipologia; le *Floating Storage and Offloading unit*, al 31 dicembre dell'anno 2025, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS).

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 31 dicembre dell'anno 2024, 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.

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.

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

[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.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Nuovi impianti fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2025)

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*
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Osservazione: **nessuna nuova installazione** *offshore* è entrata in funzione nell'anno 2025								

Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2025)

Nome o ID	Tipo di impianto	Dettaglio su tipo impianto	Anno di installazione	Coordinate in WGS 84		Temporaneo / Permanente
				longitudine	*latitudine*	
-	-	-	-	-	-	-
Osservazione: **nessuna istallazione** *offshore* è stata dismessa durante l'anno 2025.						

Impianti mobili: elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2025) [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)*
Jack up Key Manhattan	MODU (*Jack-Up Drilling Unit*)	1980	109	Mare Adriatico	12		

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Jack up Resourceful	MODU (*Jack-Up Drilling Unit*)	2008	118	Mare Adriatico	9		
Saipem 10000	MODU (*Drilling Unit*)	2000	200	Mare Adriatico	2		
Jack up LABIN	MODU (*Jack-Up Drilling Unit*)	1985	102			Mare Adriatico	2

Numero totale delle ore effettive lavorate in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2025). Informazioni a fini della normalizzazione dei dati [✓e].

a. Numero totale di ore lavorative effettive e ore di manutenzione in mare per tutti gli impianti: **4.094.546 h** (per confronto anno 2024: 3.992.520 h, 2023: 3.011.307 h**,** 2022: 2.304.770 h, 2021: 2.240.788 h, 2020: 1.947.435 h, anno 2019: 2.710.426 h, anno 2018: 3.669.101 h, anno 2017: 3.045.243 h); numero di persone occupate **5993**, ore di manutenzione correttiva **151.646**, ore di manutenzione totale **624.963**

b. Produzione totale: **1,78 MTEP** (per confronto anno 2024: 1,61 MTEP, 2023: 1,65 MTEP, 2022: 1,78 MTEP, 2021: 1.90 MTEP, 2020: 2.42 MTEP, anno 2019: 2.85 MTEP, anno 2018: 3,311 MTEP, anno 2017: 4,217 MTEP);

Produzione di petrolio a mare: **0,31 MTEP** (per confronto anno 2024: 0,39 MTEP**,** 2023: 0,38 MTEP, 2022: 0,43 MTEP, 2021: 0,43, 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: **1,75 GSMC; 1,47 MTEP** (per confronto anno 2024: 1,45 GSMC, 2023: 1,50 GSMC, 2022: 1,76 GSMC, 2021: 1,87 GSMC, 2020:

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

2,42 GSMC, anno 2019: 2,93 GSMC, anno 2018: 3,38 GSMC, anno 2017: 4,27 GSMC).

La produzione totale domestica (onshore + offshore) per l'anno 2025 è stata pari a 6.60 MTEP (3,87 MTEP petrolio; 3,24 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 del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica - Direzione generale infrastrutture e sicurezza (IS) - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG); vedi sito: https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/produzione-nazionale-di-idrocarburi/

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; 1 TEP pari a 1187 SMC;
- Il valore convenzionalmente attribuito al potere calorifico inferiore del gas naturale è pari a 8.190 kcal/m^3, 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); 1 GSCM = 10^9 SCM.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

5. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono stati trasmessi dagli operatori alla Presidenza di questo Comitato.

2.1.2 - Dismissione mineraria delle piattaforme marine

Per l'anno 2025 l'aggiornamento all'Elenco delle piattaforme in dismissione mineraria è stato pubblicato con il Comunicato ministeriale 30 giugno 2025 (https://unmig.mase.gov.it/comunicato-ministeriale-30-giugno-2025/) che qui si riporta:

Elenco piattaforme in dismissione mineraria – 2025

D.M. 15/02/2019 recante "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione d'idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse"

Per la dismissione delle piattaforme a mare e delle infrastrutture connesse si applica il Decreto del 15 febbraio 2019 adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 57 dell'8 marzo 2019, recante "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse".

Tali Linee Guida stabiliscono le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria o per l'eventuale riutilizzo delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie.

L'art. 5 delle Linee Guida prevede, nello specifico, al comma 1 che "le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie […]". La DGFTA, previo

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

parere tecnico rilasciato dalle Sezioni UNMIG competenti, valuta se nell'elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse delle quali le condizioni strutturali e degli impianti possano consentire il riutilizzo, e, acquisiti i pareri dei competenti Uffici del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (DGVA) e del Ministero della Cultura per gli aspetti di rispettiva competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l'elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse Linee Guida. Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni dei competenti uffici del MASE (ex MATTM) e del Ministero della Cultura, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Per le piattaforme indicate come da dismettere nel predetto elenco, le società titolari delle concessioni sono tenute a presentare istanza per l'autorizzazione alla rimozione entro 10 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco medesimo, mentre per le piattaforme indicate come suscettibili di usi alternativi, le società o enti interessati al riutilizzo possono invece presentare istanza di riutilizzo entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco; tale istanza è pubblicata sul BUIG del mese successivo alla data di presentazione. Qualora (decorsi i predetti 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco contenente le piattaforme che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate) non vi fosse alcuna manifestazione di interesse per l'uso alternativo delle piattaforme in elenco, l'operatore titolare della concessione ha 10 mesi di tempo, dallo scadere del termine per la presentazione del progetto di riutilizzo, per depositare l'istanza di relativa rimozione.

Ciò premesso, si richiama che nell'ultimo Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo, aggiornato nel BUIG – Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse – Anno LXIX N. 5 – 31 Maggio 2025, sono presenti le piattaforme **ADA 2, ADA 3, ADA 4, AZALEA A, FABRIZIA 1, JOLE 1, PC 73, ARMIDA 1, REGINA 1, VIVIANA 1 e ANTARES 1**, mentre nell'Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi sono presenti le piattaforme **PORTO CORSINI MARE SUD 1, PORTO CORSINI MARE SUD 2 e DIANA.**

Nella situazione specifica relativa all'anno 2025, entro il 31/03/2025 sono pervenute, in adempimento dell'art. 5 comma 1 del D.M. 15/02/2019, le comunicazioni delle società:

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

– ENI S.p.A. di cui alla nota n. 387/DICS del 25/03/2025 (agli atti con prot. 57441.26/03/2025), con la quale la società riporta nell'elenco delle strutture i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, la piattaforma a 8 gambe **PENNINA** (afferente alla concessione B.C15.AV) comprensiva dei relativi allegati dall'art. 6 del D.M. 15/02/2019.

– Energean Italy S.p.A di cui alla nota n. OPE.165.25/PS del 31/03/2025 (agli atti con prot. 60805.01/04/2025), con cui la società indica la piattaforma **SGM3** (afferente alla concessione B.C2.LF), specificando che la chiusura mineraria del relativo pozzo è stata autorizzata ed eseguita e che a causa di una condizione di criticità dell'infrastruttura in parola, procederà alla sua dismissione e successiva rimozione. Nella nota sono poi indicate dalla Società le piattaforme del campo SSM (**SSM 4, SSM 8, SSM 101, SSM 1-9 e SSM 3-7**), ricadenti nella concessione B.C1.LF, per le quali la società dichiarato che "sarà cura dello scrivente avviare, entro un anno dalla fine vita utile del campo, le procedure per la dismissione mineraria delle infrastrutture ai sensi del D.M. 15/02/2019". Per le piattaforme **SSM 4, SSM 8, SSM 101**, pur essendo state autorizzate ed eseguite le chiusure minerarie dei pozzi, non è stata fornita dalla Società la documentazione richiesta dall'art. 5 e art 6 del D.M. 15/02/2019.

L'Ufficio competente di questa Direzione Generale per quanto riguarda l'elenco presentato da ENI, ha inviato, con nota prot. 65167 dello 07/04/2025 (reinviata con nota 70021 del 11/04/2025 causa problemi di ricezione), indirizzata alla Sezione UNMIG dell'Italia Centrale, alla Direzione Generale valutazioni ambientali (VA) di questo Ministero e alla Direzione Generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio Servizio V Tutela del Paesaggio del Ministero della Cultura, la richiesta dei pareri di competenza rispettivamente di cui ai commi 2 e 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019.

Il medesimo Ufficio per quanto riguarda l'elenco presentato da Energean Italy, ha inviato, con nota prot. 65440 dello 07/04/2025, indirizzata alla Sezione UNMIG dell'Italia Centrale, alla Direzione Generale valutazioni ambientali (VA) di questo Ministero e alla Direzione Generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio Servizio V Tutela del Paesaggio del Ministero della Cultura, e p.c. alla società Energean Italy, la richiesta dei pareri di competenza rispettivamente di cui ai commi 2 e 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019, richiedendo specificatamente alla Sezione UNMIG territorialmente competente:

– per la piattaforma SGM3, il parere in merito alla conferma della non riutilizzabilità della piattaforma ai sensi della normativa vigente in parola, a seguito della quale

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

l'operatore procederà con le relative procedure di avvio alla rimozione secondo la normativa qui richiamata;

– per le piattaforme di cui alla concessione (B.C1.LF), il parere al fine da chiarire se tali piattaforme (e/o eventuali altre) debbano essere ricomprese nell'elenco da predisporre per l'anno 2025 ai sensi dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019, considerato che, sulla base della documentazione attualmente disponibile, risulta che ciascuna delle piattaforme SSM 4, SSM 8 e SSM 101 è dotata di un singolo pozzo già oggetto di chiusura mineraria; chiarendo che in caso di riscontro affermativo da parte della Sezione UNMIG, la società avrebbe dovuto trasmettere con urgenza la documentazione completa prevista dagli artt. 5 e 6 del medesimo decreto; mentre, in caso contrario, la Sezione UNMIG avrebbe dovuto indicare le motivazioni dell'eventuale esclusione.

Al riguardo, sono stati ricevuti i seguenti pareri per le piattaforme in parola.

Piattaforma **PENNINA** di ENI.

– Parere della Divisione VII – Sezione UNMIG dell'Italia Centro Nord – sede di Roma (96363.21/05/2025).

Per tale piattaforma, la Sezione UNMIG dell'Italia Centro Nord – sede di Roma, rappresenta che "è stata installata nel 1988, dista dalla costa 23 km ed è posizionata su un fondale posto a 73 metri di profondità. Le dimensioni del Deck sono 48 x 22 metri, la struttura del Jacket è composta da otto gambe. La Capitaneria di Porto competente per la sorveglianza del tratto di mare – Guardia costiera – è quella di San Benedetto del Tronto. Per quanto attiene la prevenzione degli incendi per future attività, le eventuali competenze sono ascrivibili al Comando dei Vigili del Fuoco di Ascoli Piceno. Questo ufficio ha autorizzato le chiusure minerarie dei sei pozzi afferenti alla piattaforma con nota 16/04/2024, n. 71708, eseguite utilizzando l'impianto di perforazione tipo Jack-Up denominato "RESOURCEFUL" della Società SHELF DRILLING. I lavori hanno avuto inizio in data 30/05/2024 e sono stati ultimati con l'allontanamento dell'unita di perforazione nel settembre 2024. …omissis…L'impianto risulta ancora praticabile e risulta ordinario lo svolgimento di attività di sorveglianza da parte del personale del gestore per mantenere attivi i sistemi di aiuto alla navigazione (Luci faro e Nautofono). Le aree di calpestio del main (+19 m) e del cellar deck (+ 13 m) non mostrano cedimenti. Gli accessi ad alcuni passaggi, costituiti da passerelle con grigliati al piano calpestio, in alcuni casi

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

mostrano stati di corrosione rilevante. In questo caso i transiti per le persone risultano interdetti come anche l'accesso al piano helideck è interdetto", ed esprime le seguenti valutazioni conclusive: "L'ampiezza rilevante degli spazi può essere considerata un elemento favorevole per eventuali riutilizzi della piattaforma che si presenta ancora in condizioni di fruibilità. Il mantenimento in sicurezza della sua praticabilità per tutto il periodo necessario a verificare un utilizzo per scopi alternativi a quello minerario dovrà tuttavia comportare interventi necessari a garantire l'utilizzo in sicurezza delle percorrenze fra i piani ed i vari ambienti, incluse quelle stesse che durante l'esercizio erano classificate come "vie di esodo". Tenuto conto di quanto sopra riferito e considerata la completezza della documentazione presentata dal gestore dell'impianto, lo scrivente, non ravvisa elementi ostativi alla possibilità che l'infrastruttura possa essere considerata idonea al riutilizzo ovvero all'utilizzo per scopi alternativi a quello minerario, quest'ultimo ormai cessato".

– Parere del Servizio V della DG Archeologica, Bella Arti e Paesaggio del Ministero della cultura (prot 115140.18/06/2025)

Per tale piattaforma, il Ministero della Cultura Dipartimento per la Tutela del Patrimonio Culturale – DiT, Direzione generale Archeologia belle arti e paesaggio – Servizio V – Tutela del paesaggio, richiama le seguenti valutazioni trasmesse:

– dalla Sopraintendenza ABAP per le province di Ascoli Piceno, Fermo e Macerata: "Considerato che la rimozione della Piattaforma costituisce un intervento di significativa rilevanza sotto il profilo paesaggistico in quanto la dismissione dell'infrastruttura consente un sostanziale recupero della continuità visiva del paesaggio marino, contribuendo alla riqualificazione estetica del tratto costiero e restituendo al territorio una percezione visiva più coerente con la sua vocazione turistica e naturale"; "Tutto ciò richiamato e premesso, questa Soprintendenza, per quanto di propria competenza, ritiene di rilasciare una valutazione favorevole alla dismissione e successiva rimozione della Piattaforma "Pennina" e ritiene opportuno fornire le seguenti indicazioni operative: – Eventuali strutture non rimovibili dovranno essere mappate, segnalate e sottoposte a valutazione da parte di questo Ufficio allegando una relazione sul ripristino dello stato dei luoghi, con particolare attenzione al paesaggio marino e alla mitigazione degli impatti visivi e ambientali residui";

– nel parere della Sezione UNMIG sopra riportato "Tenuto conto di quanto sopra riferito e considerata la completezza della documentazione presentata dal gestore

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

dell'impianto, lo scrivente, non ravvisa elementi ostativi alla possibilità che l'infrastruttura possa essere considerata idonea al riutilizzo ovvero all'utilizzo per scopi alternativi a quello minerario, quest'ultimo ormai cessato";

Il parere del Ministero della Cultura in parola continua rappresentando in conclusione che "questa Direzione generale ABAP, nel rispetto dei termini fissati dall'art. 5, comma 5, del DM 15/02/2019, relativamente all'iscrizione della piattaforma in dismissione mineraria denominate Pennina nel registro di cui al comma 3 del medesimo articolo, comunica il proprio nulla osta all'inserimento della piattaforma in dismissione mineraria nello specifico elenco di cui al comma 3, art. 5 del DM 15/02/2019, fermo restando che per ogni intervento di scomposizione o rimozione della piattaforma e ripristino dei luoghi, nonché per ogni intervento di recupero o trasformazione della stessa per scopi differenti da quelli minerari, dovrà essere svolta una attenta analisi degli impatti diretti e indiretti attesi sul patrimonio culturale subacqueo, noto o ancora non conosciuto, come anche sui beni culturali e paesaggistici di intervisibilità terra-mare. Inoltre, si richiama l'osservanza di quanto sotto riportato:

– come comunicato dalla Soprintendenza per le province di Ascoli Piceno, Fermo e Macerata, si richiama l'indicazione operativa di mappare eventuali strutture non rimovibili, segnalate e sottoposte a valutazione da parte della Sabap territorialmente competente, allegando una relazione sul ripristino dello stato dei luoghi, con particolare attenzione al paesaggio marino e alla mitigazione degli impatti visivi e ambientali residui.

– nell'eventualità che gli impianti rientrino in progetti di recupero che prevedano nuove lavorazioni, con particolare riferimento ad attività che interessino i fondali, sarà necessario corredare la relativa documentazione progettuale con aggiornato documento di valutazione preventiva dell'interesse archeologico ai fini della verifica di assoggettabilità alla procedura medesima, come previsto all'All. 1.8 al D.Lgs. 36/2023, ovvero, qualora ne ricorrano i requisiti, dichiarazione sostitutiva, sottoscritta dal RUP, che attesti motivatamente l'esclusione delle opere in progetto dalla procedura di verifica preventiva dell'interesse archeologico, o la loro non assoggettabilità al Codice dei contratti medesimo. Relativamente agli aspetti di tutela paesaggistica, eventuali interventi di recupero e trasformazione delle strutture delle piattaforme interessate, dovranno attentamente valutare i valori tecnici e panoramici del rapporto di intervisibilità terra-mare.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Si precisa che al riguardo, l'Ufficio competente della DGFTA ha richiesto al Servizio V della DG Archeologica, Bella Arti e Paesaggio del Ministero della cultura con nota prot. 119134 del 23/06/2025 di chiarire se il nulla-osta concesso si riferisca: – alla dismissione della piattaforma senza possibilità di riutilizzo (con conseguente inserimento nell'elenco delle piattaforme e infrastrutture destinate alla sola rimozione); – alla dismissione della piattaforma con la possibilità di un riutilizzo non minerario (con conseguente inserimento nell'elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo per scopi diversi dall'attività di estrazione di idrocarburi).

Con nota e-mail del 25/06/2025 (agli atti con prot. n. 121402.26/06/2025) è stato chiarito che "Per questo trovate un nulla osta generale che contiene indicazioni sia nel caso in cui vi sia necessità di dismissione, sia anche laddove ci sia una eventuale proposta di recupero, che quindi non viene preclusa. Pertanto anche nel caso in questione, dove c'è già un via libera per gli aspetti tecnici, il nulla osta è rilasciato anche per l'iscrizione con indicazione di idoneità al recupero con le attenzioni e condizioni poste nel parere".

In tal senso, l'Ufficio competente della DGFTA ha riscontrato in data 26/06/2025 (agli atti con prot. 121556.26/06/2025) la predetta email del MiC comunicando che "la piattaforma Pennina sarà inserita nell'elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerarimente ma con possibilità di riutilizzo per scopi diversi dall'attività di estrazione di idrocarburi".

– Parere della Div V – Procedure di valutazione VIA e VAS della DG Valutazioni Ambientali (DGVA) – Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (prot. 120465.25/06/2025)

Per tale piattaforma, il MASE – DGVA – Div. V riporta quanto segue "Dalla relazione tecnica trasmessa si evince che nessuna area marina protetta interessa il tratto di mare oggetto di intervento. L'unica area marina protetta presente nelle vicinanze della piattaforma Pennina è l'Area Marina Protetta Torre del Cerrano, in Abruzzo, posta a circa 50 km di distanza. Inoltre, nel tratto di mare direttamente interessato dalla piattaforma Pennina non sono presenti Siti della Rete Natura 2000, solo sulla costa prospiciente l'area di intervento sono presenti il SIC IT5340022 "Costa del Piceno – San Nicola a mare", circa 30 km a ovest e la ZSC/ZPS IT5340001 "Litorale di Porto d'Ascoli", circa 30 km a sud-ovest della stessa. Per quanto riguarda invece le aree appartenenti alle Zone Umide, nel tratto terrestre e costiero di interesse, non

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

sono presenti Zone umide di importanza internazionale. La piattaforma Pennina ricade all'interno della IBA222M "Medio Adriatico", rilevata tra quelle di maggior utilizzo dalla Berta maggiore nidificante all'Arcipelago delle Tremiti, come spiegato nel report LIPU – ISPRA 2015…omissis… La società, all'interno della relazione tecnica, rappresenta come, nel luglio 2019, ha effettuato una campagna ispettiva con lo scopo di controllare le condizioni della struttura della piattaforma "Pennina", attualmente in stato di decomissioning. I risultati hanno evidenziato un buono stato di conservazione della piattaforma: sia la parte strutturale emersa che quella sommersa non presentano danni strutturali particolari e non si evidenziano fenomeni corrosivi avanzati. Gli elementi accessori quali l'imbarcadero, le scale, i corrimani e i piani di calpestio risultano strutturalmente integri e si presentano in discrete condizioni di mantenimento. L'esame visivo effettuato sugli anodi campione e la misurazione del potenziale non hanno riscontrato nessuna anomalia, danni o cedimenti strutturali che possano compromettere l'integrità della piattaforma…omissis…", esponendo in conclusione che "Per quanto riguarda invece la piattaforma "Pennina", essa si presenta ancora in condizioni di fruibilità. Tenuto conto di quanto sopra riferito e considerata la completezza della documentazione presentata dal gestore dell'impianto, non si ravvisano elementi ostativi alla possibilità che l'infrastruttura possa essere considerata idonea al riutilizzo ovvero all'utilizzo per scopi alternativi a quello minerario, quest'ultimo ormai cessato. Ciò nonostante, il mantenimento in sicurezza della sua praticabilità per tutto il periodo necessario a verificare un utilizzo per scopi alternativi a quello minerario dovrà tuttavia comportare interventi necessari a garantire l'utilizzo in sicurezza delle percorrenze fra i piani ed i vari ambienti, incluse quelle stesse che durante l'esercizio erano classificate come "vie di esodo". Per quanto riguarda l'interferenza con aree marine protette, aree marine di pregio ambientale quali le aree umide tutelate dalla Convenzione di RAMSAR, le aree della Rete Natura 2000, le aree marine protette, si rileva che le stesse non sono disturbate dalla presenza della piattaforma "Pennina", poiché questa è ubicata sempre ad una distanza maggiore di 5 km. Relativamente altri aspetti concernenti il contesto socioeconomico, non si rilevano criticità legate alle operazioni di rimozione della suddetta piattaforma e delle strutture connesse. In conclusione, nel concordare sul fatto che le piattaforme in argomento sono da dismettere e nel rappresentare che da tale dismissione non deriveranno impatti significativi sull'ambiente, si rimanda comunque per l'esecuzione dei lavori all'acquisizione delle necessarie autorizzazioni e nulla osta in materia ambientale nonché all'adozione di tutte le misure di sicurezza delle persone e delle cose."

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Pertanto, valutati i predetti pareri della Sezione UNMIG territorialmente competente di questa Direzione Generale, del Ministero della Cultura, e della DGVA- Div. V di questo Ministero, *si comunica che la piattaforma PENNINA può essere riutilizzata con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi, nel rispetto di tutte le predette osservazioni, condizioni e prescrizioni.*

Piattaforma **SGM3** di ENERGEAN ITALY

– Parere della Divisione VII – Sezione UNMIG dell'Italia Centro Nord – sede di Roma (95119.20/05/2025).

Per tale piattaforma, la Sezione UNMIG dell'Italia Centro Nord – sede di Roma, rappresenta che "Per quanto attiene la piattaforma "San Giorgio Mare 3" (di seguito: SGM 3), infrastruttura della concessione B.C2.LF, è stata evidenziata dall'operatore nella nota prot. OPE.165.25 PS del 31 marzo 2025 la necessità di provvedere alla rimozione del jacket a 4 gambe che si trova a circa 11 km al largo di Porto San Giorgio (FM), in area caratterizzata da fondale posto a 18 metri di profondità. Installata nel 1972 è costituita da una struttura reticolare di elementi in acciaio saldati tra loro. Il jacket ha dimensione a fondo mare pari a 5,3 m x 5,3 m. Le dimensioni a livello dell'imbarcadero sono 2,9 m x 2,9 m. Tale necessità era stata già assunta nel novembre del 2023 dalla società che gestisce l'impianto e condivisa con le Autorità costituenti la Commissione di collaudo di cui all'articolo 48 del Regolamento di Esecuzione del Codice della Navigazione quando, a seguito dell'ispezione strutturale quinquennale avvenuta nel periodo marzo/aprile dello stesso anno, era stato riscontrato lo stato di ammaloramento della struttura sommersa della piattaforma …omissis… Nella relazione tecnica allegata alla comunicazione trasmessa dal concessionario, …omissis… é descritta una dettagliata analisi strutturale compiuta dalla contrattista Tecon Srl, specializzata nel settore delle piattaforme offshore, le cui conclusioni segnalano "… ragionevole ritenere che la rimozione dell'attracco e la pulitura della parte alta del jacket siano interventi sufficienti a minimizzare il rischio di collasso fino a renderlo accettabile". Tali conclusioni, estratte da un contesto documentale che presenta molte criticità, hanno consentito all'operatore minerario, adottando i relativi accorgimenti, di minimizzare il rischio esaminato, contribuendo tuttavia ad accelerare i tempi di intervento di dismissione mineraria. È stata quindi realizzata nello scorso anno la chiusura mineraria del pozzo afferente, omonimo all'infrastruttura, con operazioni che sono state eseguite con l'intervento dell'unità di perforazione di tipo Jack-Up "Labin", ultimate in data 24 ottobre 2024.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Per la piattaforma “San Giorgio Mare 3” (SGM3), l’operatore evidenzia quindi, nota prot. 60805.01/04/2025, la necessità di provvedere alla rimozione della piattaforma (jacket a 4 gambe) causa condizioni strutturali attuali insufficienti per un suo riutilizzo.

Sulla base di quanto sopra, la Sezione UNMIG comunica in conclusione quanto segue “In merito al parere richiesto, lo scrivente ritiene prudente, per quanto sopra riepilogato, ritenere che la piattaforma SGM 3 non sia idonea al riutilizzo ovvero all’utilizzo per scopi alternativi a quello minerario, quest’ultimo ormai cessato”.

– Parere del Servizio V della DG Archeologica, Bella Arti e Paesaggio del Ministero della cultura (prot. n. 109351.09/06/2025)

Per tale piattaforma, il Ministero della Cultura Dipartimento per la Tutela del Patrimonio Culturale – DiT, Direzione generale Archeologia belle arti e paesaggio – Servizio V – Tutela del paesaggio, richiama le conclusioni del predetto parere della Sezione UNMIG, unitamente alle valutazioni espresse dalla Soprintendenza ABAP per le province di Ascoli Piceno, Fermo e Macerata, con nota prot. 6776 del 12/05/2025, che riferiscono: “Considerato che la rimozione della Piattaforma costituisce un intervento di significativa rilevanza sotto il profilo paesaggistico in quanto la dismissione dell’infrastruttura consente un sostanziale recupero della continuità visiva del paesaggio marino, contribuendo alla riqualificazione estetica del tratto costiero e restituendo al territorio una percezione visiva più coerente con la sua vocazione turistica e naturale; Considerato inoltre che la rimozione della piattaforma rappresenta una riduzione dell’impatto antropico sull’ecosistema marino, grazie alla cessazione delle attività estrattive e alla bonifica dell’area interessata, le quali contribuiranno alla prevenzione di potenziali contaminazioni da idrocarburi, nonché alla diminuzione delle emissioni sonore e vibrazionali che possono disturbare la fauna acquatica, oltre a garantire un progressivo ripristino degli equilibri naturali e un potenziale incremento della biodiversità marina. Tutto ciò richiamato e premesso, questa Soprintendenza, per quanto di propria competenza, ritiene di rilasciare una valutazione favorevole alla dismissione e successiva rimozione della Piattaforma SGN 3 e ritiene opportuno fornire le seguenti indicazioni operative: – Eventuali strutture non rimovibili dovranno essere mappate, segnalate e sottoposte a valutazione da parte di questo Ufficio allegando una relazione sul ripristino dello stato dei luoghi, con particolare attenzione al paesaggio marino e alla mitigazione degli impatti visivi e ambientali residui”.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Il parere del Ministero della Cultura in parola continua rappresentando in conclusione che "questa Direzione generale ABAP, nel rispetto dei termini fissati dall'art. 5, comma 5, del DM 15/02/2019, relativamente all'iscrizione delle piattaforme in dismissione mineraria denominate SGN 3 SSM 4 SSM 8 e SSM 101 nel registro di cui al comma 3 del medesimo articolo, comunica il proprio nulla osta alla scomposizione o rimozione delle piattaforme e ripristino dei luoghi nel rispetto delle indicazioni sotto riportate. Nell'eventualità di un progetto di recupero o trasformazione delle stesse per scopi differenti da quelli minerari, dovrà essere svolta una attenta analisi degli impatti diretti e indiretti attesi sul patrimonio culturale subacqueo, noto o ancora non conosciuto, come anche sui beni culturali e paesaggistici di intervisibilità terra-mare. Inoltre, si richiama l'osservanza di quanto sotto riportato:

– dismissione SGN 3: si richiama quanto comunicato dalla Sabap territorialmente competente e sopra riportato ed in particolare l'indicazione operativa di mappare eventuali strutture non rimovibili, segnalate e sottoposte a valutazione da parte della Sabap territorialmente competente, allegando una relazione sul ripristino dello stato dei luoghi, con particolare attenzione al paesaggio marino e alla mitigazione degli impatti visivi e ambientali residui. Si ribadisce il disposto dell'art. 90 del D.Lgs. 42/2004 in caso di rinvenimenti fortuiti, da segnalare immediatamente alle Soprintendenze ABAP territorialmente competenti per gli interventi conseguenti".

– Parere della Div V – Procedure di valutazione VIA e VAS della DG Valutazioni Ambientali (DGVA) – Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (prot. 120465.25/06/2025)

Per tale piattaforma, il MASE – DGVA – Div. V riporta quanto segue, anche a seguito del predetto parere espresso dalla Sezione UNMIG "si evince come, sulla base di quanto riportato dalla società ed a seguito di ispezioni della struttura, la stessa non dispone di caratteristiche conformi rispetto alle condizioni richieste per un suo riutilizzo. Pertanto, la piattaforma "SGM 3" non può essere riutilizzata ed occorre procedere alla sua dismissione e successiva rimozione".

Il parere conclude che la piattaforma SGM3 "non può essere riutilizzata e sarà quindi da rimuovere secondo le norme vigenti."

Pertanto, valutati i predetti pareri della Sezione UNMIG territorialmente competente di questa Direzione Generale, del Ministero della Cultura, e della DGVA- Div. V di

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

questo Ministero, *si comunica che la piattaforma SGM3 è risultata NON riutilizzabile, pertanto, la stessa è da dismettere minerariamente e da rimuovere.*

Piattaforme **SSM8, SSM4 e SSM101** di ENERGEAN ITALY

– Parere della Divisione VII – Sezione UNMIG dell'Italia Centro Nord – sede di Roma (95119.20/05/2025).

Per le piattaforme SSM4, SSM8 e SSM101 di cui alla concessione B.C1.LF, la Sezione UNMIG dell'Italia Centro Nord – sede di Roma, rappresenta che "il decreto 13 febbraio 2021, che proroga la vigenza del titolo minerario al 27 agosto 2025, dispone per il Titolare l'obbligo di cui all'articolo 3, comma 2, lettera c), di avviare, entro un anno dalla fine vita del campo, le procedure per la dismissione mineraria delle piattaforme con tutti i pozzi non produttivi ai sensi del decreto ministeriale del 15 febbraio 2019…omissis…A riscontro di quanto richiesto, si conferma che le chiusure minerarie con l'intervento del citato "Labin", hanno riguardato le ulteriori tre piattaforme (SSM 4, SSM 8 e SSM 101), ultimate in data 20 febbraio 2025, data di allontanamento dell'unità di perforazione dalla piattaforma SSM 101. A meno di obblighi concessori che potranno essere riformulati o meno con il nuovo provvedimento di proroga (eventualmente precisando che i termini di presentazione della documentazione relativa alla procedura del decreto 15 febbraio 2019 debbano essere diversi da quanto indicato nel decreto vigente – in allegato) lo scrivente ritiene coerente che l'operatore debba assumersi, senza ombra di ambiguità, l'impegno a presentare la documentazione completa ed esauriente per definire, secondo le Linee guida approvate con il decreto interministeriale 15/02/2019, la possibilità o meno di riutilizzo delle piattaforme che versano in condizioni prive di interesse minerario.

Il parere della Sezione riporta in conclusione quanto segue "Stante i fatti sopra riportati, a riscontro di quanto richiesto, lo scrivente ritiene che le citate piattaforme SSM non debbano essere ricomprese nell'elenco da predisporre per l'anno 2025, in quanto le relative chiusure minerarie sono state eseguite a ridosso del termine (fine marzo 2025) per la presentazione della comunicazione. Nel caso, inoltre, si voglia riformare il termine del decreto concessorio entro il quale il Titolare debba avviare le procedure per la dismissione mineraria delle piattaforme SSM, appare congruo consentire almeno un periodo di sei mesi all'operatore dal termine delle operazioni di chiusura mineraria per predisporre una documentazione esauriente ai fini della valutazione da compiere ai sensi del decreto interministeriale 15/02/2019".

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

– Parere del Servizio V della DG Archeologica, Bella Arti e Paesaggio del Ministero della cultura (prot. n. 109351.09/06/2025)

Per tali piattaforme, il Ministero della Cultura Dipartimento per la Tutela del Patrimonio Culturale – DiT, Direzione generale Archeologia belle arti e paesaggio – Servizio V – Tutela del paesaggio, nel richiamare le conclusioni del predetto parere della Sezione UNMIG, unitamente alle valutazioni espresse dalla Soprintendenza ABAP per le province di Ascoli Piceno, Fermo e Macerata, con nota prot. 4793 del 05/05/2025, conclude rappresentando che "questa Direzione generale ABAP, nel rispetto dei termini fissati dall'art. 5, comma 5, del DM 15/02/2019, relativamente all'iscrizione delle piattaforme in dismissione mineraria denominate SGN 3 SSM 4 SSM 8 e SSM 101 nel registro di cui al comma 3 del medesimo articolo, comunica il proprio nulla osta alla scomposizione o rimozione delle piattaforme e ripristino dei luoghi nel rispetto delle indicazioni sotto riportate. Nell'eventualità di un progetto di recupero o trasformazione delle stesse per scopi differenti da quelli minerari, dovrà essere svolta una attenta analisi degli impatti diretti e indiretti attesi sul patrimonio culturale subacqueo, noto o ancora non conosciuto, come anche sui beni culturali e paesaggistici di intervisibilità terra-mare. Inoltre, si richiama l'osservanza di quanto sotto riportato:

– dismissione SSM 4 SSM 8 e SSM 101: si richiama quanto comunicato dalla Sabap territorialmente competente e sopra riportato ed in particolare la necessità di inviare al medesimo Ufficio il progetto di qualsiasi intervento successivo per le autorizzazioni di competenza del Ministero della Cultura (Verifica preventiva dell'interesse archeologico). Eventuali progetti di riutilizzazione delle strutture dovranno essere predisposti e valutati secondo i criteri stabiliti all'art. 8 comma 8 del DM 15/02/2019 e dovranno tenere conto che l'area in cui attualmente insiste l'impianto è prospiciente e visibile dal Promontorio di Punta Penna, in prossimità del porto, sul quale insiste un decreto di tutela paesaggistica (DM 02/07/1970) a salvaguardia delle intervisibilità da e verso il mare, nel rispetto del rapporto tra la costa e il massiccio della Maiella, istituito successivamente alla realizzazione dell'impianto. Si ribadisce il disposto dell'art. 90 del D.Lgs. 42/2004 in caso di rinvenimenti fortuiti, da segnalare immediatamente alle Soprintendenze ABAP territorialmente competenti per gli interventi conseguenti".

– Parere della Div V – Procedure di valutazione VIA e VAS della DG Valutazioni Ambientali (DGVA) – Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (prot. 120465.25/06/2025)

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Per tali piattaforme, il MASE – DGVA – Div. V nel richiamare il contenuto del predetto parere espresso dalla Sezione UNMIG, conclude riferendo che "Dal parere rilasciato dalla Sezione UNMIG, prot. 95119 del 20/05/2025, emerge che le piattaforme SSM4, SSM8 e SSM101, ciascuna dotata di un singolo pozzo già oggetto di chiusura mineraria, "non debbano essere ricomprese nell'elenco da predisporre per l'anno 2025 in quanto le relative chiusure minerarie sono state eseguite a ridosso del termine (fine marzo 2025) per la presentazione della comunicazione". Il parere inoltre non indica eventuali altre piattaforme presenti nella concessione che possono essere inserite nell'elenco della Energean."

Pertanto, sulla base dei predetti pareri della Sezione UNMIG territorialmente competente di questa Direzione Generale, del Ministero della Cultura, e della DGVA-Div. V di questo Ministero*, si comunica che le piattaforme SSM8, SSM4 e SSM101 non debbano essere ricomprese nell'attuale elenco.*

Tutto ciò premesso, costituente parte integrante e sostanziale della presente comunicazione, tenendo conto dei pareri di competenza emessi ai sensi del comma 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019, si comunica, ai sensi dell'art. 5, comma 4, del D.M. 15/02/2019, che la piattaforma SGM3 è risultata NON riutilizzabile. Per la piattaforma SGM3 non possono essere presentate istanze di riutilizzo ai sensi del D.M. 15/02/2019 e pertanto la stessa è da dismettere minerariamente.

Si comunica, inoltre, che le società o gli enti interessati al riutilizzo della piattaforma PENNINA in Elenco, in possesso dei requisiti indicati dal D.M. 15/02/2019, possono presentare istanze ai sensi del citato decreto in quanto come sopra esposto è possibile il riutilizzo di tale piattaforma.

Si ritiene che le indicazioni sopra riportate e contenute nei predetti pareri della Sezione UNMIG territorialmente competente di questa Direzione Generale, del Ministero della Cultura, e della DGVA- Div. V di questo Ministero, siano da indicare come note a margine nel BUIG quale ulteriore informativa/specifica per i soggetti interessati alla presentazione di istanza di riutilizzo e per gli operatori di settore per tutto quanto di precipua competenza degli stessi. Per approfondimenti si rimanda al sito UNMIG: http://unmig.mase.gov.it.

Roma 30 giugno 2025

Il Direttore generale: BARBARO

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Allegato

ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE

Aggiornamento al 30 giugno 2025

Parte a) – Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 2	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183634 N 12,591285 E	Monotubolare	Presentato
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato
ADA 4	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183561 N 12,590910 E	Monotubolare	Presentato
AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A. (r.u.)	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	Presentato
FABRIZIA 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,041377 N 14,001140 E	Monotubolare	Presentato
JOLE 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,040959 N 13,926435 E	Monotubolare	Presentato
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	Presentato
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	Presentato
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	Presentato
VIVIANA 1	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,656430 N 14,155021 E	Monotubolare	Presentato
ANTARES 1	A.C30.EA	Eni S.p.A.	44,395350 N 12,443720 E	Monotubolare	Presentato
SAN GIORGIO MARE 3	B.C2.LF	Energean Italia S.p.A.	43,197901 N 13,923748 E	Struttura reticolare 4 gambe	30/4/2026

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Parte b) – Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione istanza di riutilizzo
PORTO CORSINI MARE SUD 1	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,348645 N 12,588894 E	Monotubolare	30/6/2025
PORTO CORSINI MARE SUD 2	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,368498 N 12,576432 E	Monotubolare	30/6/2025
DIANA	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,441400 N 12,425767 E	Cluster di tre monotubolari	30/6/2025
PENNINA	B.C15.AV	Eni S.p.A.	43,021356 N 14,163626 E	Struttura reticolare 8 gambe	30/6/2026

2.1.3 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2025) son riportati in Tabella:

Numero di ispezioni in mare	Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi)	Numero di impianti ispezionati
233	**272**	**233**

Ulteriori attività di controllo

- 329 ore di pattugliamento aereo
- 3263 ore di pattugliamento navale

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

- 810 monitoraggi satellitari
- 54 monitoraggi ambientali (acque)
- 16 monitoraggi ambientali (sedimenti et al.)
- 80 ispezioni subacquee (SUB/ROV)

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 2025, 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 2025.

2.1.4 Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2025 non si sono verificati eventi[2] 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)

[2]Per 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.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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	N. eventi / ktep
a) Rilasci accidentali	**0**	**0**	**0**
Rilasci di petrolio/gas infiammati - Incendi	-	-	-
Rilasci di petrolio/gas infiammati - Esplosioni	-	-	-
Rilasci di gas non infiammato	-	-	-
Rilasci di petrolio non infiammato	-	-	-
Rilasci di sostanze pericolose	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	**0**	**0**	**0**
Eruzioni	-	-	-
Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso	-	-	-
Guasto di una barriera del pozzo	-	-	-
c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	**1**	**0**	**0**
d) Perdita di integrità strutturale	**0**	**0**	**0**
Perdita di integrità strutturale	-	-	-
Perdita di stabilità/galleggiamento	-	-	-
Perdita di stazionarietà	-	-	-
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	**1**	**0**	**0**

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Nella soprastante tabella viene riportato un incidente inteso come al punto E dell'all. IX regolamento UE 1112/2014, ovvero "il 22 gennaio 2025, d*urante le operazioni di manutenzione ordinaria effettuate dal personale tecnico sulla Piattaforma Rospo Mare B, viene segnalato da sorvegliante un principio di incendio al piano 11,50 dell'infrastruttura, e contestualmente viene attivato il piano di emergenza. Attivati gli apprestamenti antincendio, tutte le persone a bordo della Piattaforma Rospo Mare B e tutto il personale presente sulle altre piattaforme del campo Rospo Mare sono state evacuate (17 persone su Rospo Mare B e 7 persone su Rospo Mare A) tramite Crew Boat CB SHARK. A circa 30 minuti dall'accensione della motopompa antincendio, dalla Sala controllo presso la C.le Santo Stefano Mare (CH) si rileva una perdita di pressione sul circuito antincendio (acqua mare) con conseguente spegnimento della motopompa. Alle ore 15:50 arrivano i Vigili del Fuoco in piattaforma per il sopralluogo e la risoluzione della lotta ai focolai ancora presenti. Alle ore 16:00 arrivano i mezzi navali ASSO 29 e FRANCESCO GUIDOTTI per il supporto alle operazioni di Fire Fighting e Destriero secondo pronto ad intervenire con la squadra antinquinamento. Alle ore 18:20 la piattaforma viene messa in sicurezza e vengono sbarcati i Vigili del Fuoco. L'evento ha coinvolto elementi non strutturali e non connessi al ciclo produttivo della piattaforma, che comunque è stata prontamente messa in sicurezza."*

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" può essere assegnato il valore 1 ad ogni categoria che descrive un

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

singolo evento[3]; per questo motivo, se durante l'anno di riferimento si sono registrati eventi multi-categoria, è normale che la somma dei valori della colonna numero di eventi (per categoria) nella tabella soprastante sia maggiore del valore del numero di eventi accaduti.

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

	Numero eventi	Valore normalizzato (eventi/ore lavorate)
Numero totale di decessi	0	0
Numero totale di infortuni gravi	3	0,73 E-06
Numero totale di infortuni	7	1,71 E-06

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

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

1. Nel 2025 si sono registrati 3 infortuni definiti di tipo grave e 4 infortuni lievi (i chiarimenti sono alla pagina successiva).
2. Come indicato nella Linee Guida EUOAG al Regolamento n.1112/2014, per evento si intende 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 2013/30/UE e specificate operativamente nell'Allegato IX del Regolamento UE n.1112/2014 (le categorie in oggetto costituiscono la prima colonna della tabella nel precedente par. 2.1.4). 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.

[3] 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 C_1, C_2...

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Per “numero totale di infortuni” si intende la somma degli infortuni fatali, degli infortuni gravi e degli infortuni lievi.

Infortuni (gravi o lievi) di cui alla soprastante Tabella

04/11/2025. L’infortunio grave riguarda un lavoratore, dipendente della società LIGABUE, addetto alla preparazione cibi, a bordo delle FSO Alba Marina. Alle ore 06:45 circa, dopo aver preparato le colazioni, si accingeva a preparare dei cibi destinati al pranzo giornaliero. Durante la fase di taglio carni, (ali di pollo) la persona infortunata perdeva il controllo dell’utensile che accidentalmente gli colpiva la stessa mano che lo impugnava, procurandogli una ferita. L’Infortunio ha comportato 36 gg di assenza dal lavoro.

10/03/2025. L’IP mentre scendeva le scale della piattaforma LUNA A al livello del cellar deck, dichiara di aver subito una leggera flessione al ginocchio destro. A seguito dell’acutizzarsi del dolore, in data 12/03 è stato contattato il medico reperibile, ed è stato deciso lo sbarco. In serata l’IP si è recato in autonomia a Pronto Soccorso dove è stato diagnosticato un trauma al ginocchio dx, guaribile in 7 giorni.

09/06/2025. Alle ore 9:35 circa, durante le operazioni di ormeggio del Crew Boat FALCO (Righetti Navi srl) presso l’imbarcadero della P.ma Anemone B per lavori di ripristino dello stesso, un marittimo transitava lungo il grigliato dell’imbarcadero oggetto di lavori di manutenzione. Durante il suddetto transito, il marittimo scivolava con conseguente urto all’altezza del fianco sinistro tra il costato ed il bacino laterale sinistro. Immediatamente si presentavano i primi soccorsi, prima del rientro a terra e trasporto in ospedale per ulteriori controlli. Il marittimo viene accettato al Pronto Soccorso di Ravenna in Codice Verde in data 09/06/2025 e gli vengono assegnati 11 gg di prognosi per trauma contusivo lombare.

02/07/2025. Verso le 20.30 sulla P.ma Bonaccia, un lavoratore (Dussmann Srl) dopo aver aperto la porta della propria cabina alloggio, veniva colpito al braccio e alla schiena dall’anta

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

della porta che si andava a staccare dal telaio. L'IP immediatamente soccorso dagli addetti di piattaforma lamentava nei giorni successivi l'aumento del dolore ed in accordo col Medico dedicato alle Emergenze Sanitarie, veniva sbarcato con MEDEVAC via nave in data 05/07/2025. Arrivato al pronto soccorso, l'IP veniva visitato e gli veniva diagnosticato un trauma alla spalla con infrazione arco anteriore V-VI costa di SX. Infortunio grave con prognosi definitiva 135 gg.

20/09/2025. Alle ore 10:45 circa, sulla P.ma Annalisa, un lavoratore dipendente di ditta contrattista RAM Power srl, durante attività di ripristino carpenterie, è stato colpito alla gamba sinistra a seguito della caduta di un pezzo di grigliato provvisoriamente poggiato ad un corrimano e mal posizionato, riportando una ferita lacero-contusa alla gamba sinistra. Prognosi definitiva 14 gg.

14/10/2025. In fase di trasbordo da C/B imbarcazione CP Frank verso l'imbarcadero di P.ma Barbara G, un lavoratore della Dussmann Service Srl - perdendo l'equilibrio - ha sbattuto la gamba sul bordo del C/B procurandosi la ferita. Dopo una prima medicazione su Barbara G, si è deciso di trasportarlo su Barbara F, dove la ferita è stata disinfettata ed applicata una benda con tampone compressivo antiemorragico. Nello stesso pomeriggio, il lavoratore è stato sbarcato ed accompagnato al pronto soccorso, dove gli è stato diagnosticato un trauma contusivo con ferita lacero contusa alla gamba sinistra. Prognosi definitiva 14 gg.

18/12/2025. Erano in corso le verifiche trimestrali sulle scialuppe a bordo della P.ma Garibaldi B da parte della ditta BC Service Europe S.r.l. Il tecnico della BC Service, durante la manovra di avviamento del motore della scialuppa LB02 con manovellismo, ha subito un contraccolpo causato dalla frizione del motore, procurandosi un trauma a livello del polso destro. La mattina del giorno successivo la persona accusava dolore nell'area interessata e il polso risultava gonfio. Si procedeva quindi allo sbarco della persona per accertamenti al pronto soccorso.
Infortunio grave con prognosi definitiva prolungata sino al 2 febbraio 2026.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

SECE	Numero di guasti ai SECE associati a incidenti gravi
a) Sistemi di integrità strutturale	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.

2.1.7- 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**	**/**

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

2.1.8 Attivazione di procedura di *Emergency Shut Down* (ESD)

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2025, che hanno determinato l'attivazione della procedura di *Emergency Shut Down*. Per ognuno di essi è indicato in tabella il nome dell'impianto ed il codice della concessione di coltivazione dove l'evento è

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

accaduto, una breve descrizione dello stesso ed i tempi di risoluzione della criticità che ha portato all'attivazione dell'ESD.

N.	Data (dal 1 gennaio 2025 al 31 dicembre 2025)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Breve descrizione dell'evento che ha determinato l'avvio della procedura ESD	Tempi (indicare unità di misura) di risoluzione criticità e tempi di ripresa dell'attività operativa
1	Dal 12 gennaio 2025 al 20 gennaio 2025.	Hera Lacinia Beaf D.C1.AG	Blocco pompa idraulica di pressurizzazione centralina idraulica di comando teste pozzo.	8 giorni → causa condimeteo avverse.
2	Dal 16 giugno 2025 al 17 giugno 2025.	Naomi Pandora A.C33.AG	Malfunzionamento n°2 sensori fiamma nei cabinati tecnici.	1 giorno.
3	Dal 2 ottobre 2025 al 4 ottobre 2025.	Calipso B.C14.AS	Malfunzionamento gruppo di generazione elettrica.	2 giorni → causa condimeteo avverse.

N.	Data (dal 1 gennaio 2025 al 31 dicembre 2025)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Breve descrizione dell'evento che ha determinato l'avvio della procedura ESD	Tempi (indicare unità di misura) di risoluzione criticità e tempi di ripresa dell'attività operativa
1	22.01.2025	Rospo mare B, BC8LF	Durante le operazioni di manutenzione ordinaria effettuate dal personale tecnico sulla Piattaforma Rospo Mare B, viene segnalato da sorvegliante un principio di incendio al piano 11,50 dell'infrastruttura, e contestualmente viene attivato il piano di emergenza	Tempi di risoluzione criticità: 4 ore e 15 minuti Tempi di ripresa: 12 ottobre 2025

2.1. 9 Incendi/esplosioni

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2025, *nei quali si è verificato un **incendio (anche di natura minore) o un'esplosione**. Per ognuno di essi, viene descritto se*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

l'evento è stato concatenato o meno con altri eventi critici (specificati nel Regolamento 1112/2014- Allegato 0).

N.	Data (dal 1 gennaio2025 al 31 dicembre 2025)	Nome impianto e codice concessione di coltivazione	Breve descrizione dell'evento	Concatenazione con altri eventi del Regolamento 1112/2014 *(barrare eventualmente anche più di uno)*	Tempi di risoluzione della criticità e tempi ripresa dell'attività operativa *(indicare anche unità di misura)*
1	22.01.2025	Rospo mare B, BC8LF	Durante le operazioni di manutenzione ordinaria effettuate dal personale tecnico sulla Piattaforma Rospo Mare B, viene segnalato da sorvegliante un principio di incendio al piano 11,50 dell'infrastruttura, e contestualmente viene attivato il piano di emergenza	☐ A; ☐ B; X C; ☐ D; ☐ E; ☐ F; ☐ G; ☐ H; X I; ☐ J;	Tempi di risoluzione criticità: 4 ore e 15 minuti Tempi di ripresa: 12 ottobre 2025

2.1.10 Innovazioni normative

Verranno riportate le principali innovazioni normative con incidenza nel settore delle attività upstream, anche offshore, a decorrere dal 2016 (anno successivo al D.Lgs. 145/2015) sino a tutto il 2025.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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,*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Decreto Ministeriale 5 luglio 2017 Modalità di *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*.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017

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

In attuazione della direttiva 2014/89/UE, il DPCM disciplina la pianificazione dello spazio marittimo, nel quadro della politica marittima integrata (PMI)

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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.*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

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

L'art. 1, comma 736, della Legge 160/2019 modifica la disciplina sulle *royalties* (di cui all'art. 19 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625) dovute dai titolari delle concessioni di coltivazione, eliminando l'esenzione pervista per i primi 20 milioni di metri cubi standard di gas e 20.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in terraferma, e per i primi 50 milioni di metri cubi standard di gas e 50.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in mare. A partire dal 1 gennaio 2020, inoltre, le esenzioni dal pagamento delle *royalties* previste per tener conto delle marginalità economiche nonché degli oneri di produzione, compresi quelli di trattamento e trasporto, si applicano unicamente alle concessioni di coltivazione con una produzione annua inferiore o pari a 10 milioni di metri cubi standard di gas in terraferma e con una produzione inferiore o pari a 30 milioni di metri cubi standard di gas in

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 una 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:

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

- 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 infrastruttura in "aree non idonee", salvo quelle improduttive da più di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

- le concessioni in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastruttura 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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

energetici e geominerari (DGISSEG) 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.

- **Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28.12.2021, pubblicato in G.U. in data 11.02.2022**, *di approvazione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato ai sensi dell'art. 11-ter D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12*

L'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, di conversione con modificazioni del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 e s.m.i. ha previsto l'adozione

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) "al fine di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse. Il PiTESAI deve tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine, deve principalmente considerare 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 tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività".

In base al citato disposto normativo il PiTESAI è inoltre "adottato previa valutazione ambientale strategica e, limitatamente alle aree su terraferma, d'intesa con la Conferenza unificata".

Con Decreto del Ministro della transizione ecologica n. 548 del 28/12/2021 e pubblicato in G.U. in data 11/02/2022 è stato quindi approvato il Piano in parola. In estrema sintesi, il documento, sulla base di una approfondita analisi e descrizione del settore upstream in Italia, degli scenari di riferimento e degli obiettivi di decarbonizzazione da raggiungere, ha definito le aree idonee e non idonee per nuove attività in materia di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (solo gas), sulla base di criteri prettamente ambientali, e ha poi indicato i criteri di riferimento, ambientali, ma anche

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

sociali ed economici, per stabilire se le attività in essere possano invece continuare perché "compatibili" con i territori interessati o meno. Sulla base delle previsioni del PiTESAI l'Amministrazione competente sta portando avanti un processo di verifica e razionalizzazione del settore, con l'adozione di vari provvedimenti di riperimetrazione delle aree impegnate da permessi e concessioni e/o di rigetto delle istanze per nuovi titoli, di revoca, ma anche di proroga dei titoli minerari "compatibili", etc.

Con particolare riferimento all'offshore, si segnala infine che in attuazione del PiTESAI, solo il 5% dell'intera superficie marina sottoposta a giurisdizione italiana potrà essere considerata ancora "idonea" a nuove attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ma per solo gas. In considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 e dell'obiettivo europeo d'ampliare almeno al 30% la superficie a mare interessata dalla rete delle aree marine protette, il PiTESAI ha ritenuto infatti "di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere a nuove attività le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi o dove questo non è più avvenuto nell'arco degli ultimi 30 anni, adottando pertanto un criterio di "riperimetrazione" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo (cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni 1990-2021); tale determinazione sarà definita con specifico Decreto del Ministro della Transizione Ecologica. (…) In totale, verranno chiusi

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

definitivamente (…) alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi 540.414 km2 di mare, su un totale di 568.976 km2 sottoposti a giurisdizione italiana" (cfr. pagg. 14 e ss. del PiTESAI consultabile al seguente link: https://unmig.mite.gov.it/decreto-ministeriale-28-dicembre-2021/)

- **Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17** *recante "Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.", convertito con modificazioni dalla Legge 27 aprile 2022, n. 34.*

Con l'art. 16 del citato D.L. 17/2022 è stata introdotta una misura di emergenza per far fronte a un particolare contesto, caratterizzato da instabilità e incertezza per la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali di gas naturale, a fronte dello scatenarsi della guerra russo-ucraina, ancora in corso, e dal considerevole e repentino aumento del costo del gas, con conseguenti gravi difficoltà economiche per le aziende e PMI italiane, già messe a dura prova dall'emergenza COVID.

La misura introduce dunque un sistema di approvvigionamento di gas di produzione nazionale da vendere a prezzi equi, per il tramite del GSE, ad aziende energivore italiane, attraverso contratti di dieci anni e condizioni svincolate dalle quotazioni spot, mantenendo comunque ferma la traiettoria di uscita dalle fonti fossili.

In parziale deroga a quanto previsto dal sopra citato PiTESAI, la misura in parola prevede inoltre che possano partecipare alle anzidette procedure di

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

approvvigionamento sia i titolari di concessioni di coltivazione di gas attive e "compatibili" secondo il PiTESAI, ma anche le concessioni improduttive o in sospensione volontaria delle attività che, in base al PiTESAI sarebbero state invece destinate a chiudere; i concessionari interessati sono tenuti a manifestare interesse per dette procedure, comunicando un programma di produzione per gli anni dal 2022 al 2031, i possibili sviluppi, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale per lo stesso periodo nonché il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari. Le relative autorizzazioni dovranno essere rilasciate in tempi brevi, entro sei mesi, e le procedure di valutazione ambientale sono rimesse ad una apposita Commissione Tecnica. La determinazione dei prezzi e delle condizioni di vendita del gas sono demandati a successivi decreti interministeriali.

Ai fini dell'attuazione di detta misura, il Ministero della Transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della Sicurezza Energetica) ha fornito al GSE la lista degli operatori da invitare alla procedura: 10 operatori, per un totale di circa 118 concessioni in essere a terra e a mare, con una previsione di potenziale aumento di produzione nazionale di gas di circa 2 miliardi sm3, gran parte in offshore.

- **Art. 4 del Decreto Legge 18 novembre 2022 n. 176** *recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica" convertito con modificazioni con L. 13 gennaio 2023, n. 6*

Il citato art. 4 apporta delle modifiche al predetto art. 16 D.L. 17/2022, al fine di incrementare ulteriormente l'approvvigionamento di gas di produzione

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

nazionale da vendere a prezzi equi alle aziende italiane, rafforzando l'intento della prima norma di ovviare alla condizione di dipendenza dal gas russo, all'aumento esponenziale dei prezzi del gas ed alla conseguente particolare crisi economica che stanno affrontando le aziende.

In particolare, l'intervento in parola prevede che siano considerati, in deroga a quanto disposto dal PiTESAI, i soli vincoli costituiti dalla vigente legislazione nazionale ed europea o derivanti da accordi internazionali, di talché sono ammesse a partecipare alle procedure in parola anche altre 10 concessioni circa, prima escluse perché insistenti in aree non idonee secondo il PiTESAI, consentendo un potenziale ulteriore incremento di quota gas da destinare alle aziende nazionali di complessivi 200 milioni sm3 circa.

Inoltre l'art. 4, in parziale deroga ai divieti normativi di attività *upstream* in alto Adriatico ex art. 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ammette a partecipare alle procedure di approvvigionamento di gas anche "le concessioni di coltivazione di idrocarburi poste nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po, a una distanza dalle linee di costa superiore a 9 miglia e aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi", purché gli operatori presentino analisi tecnico-scientifiche e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza sulle linee di costa. Rientrano in detta casistica due concessioni offshore che verrebbero pertanto rimesse in produzione. L'intervento di cui all'art. 4 prevede altresì che possono essere rilasciate a mare nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia, in deroga all'art. 6,

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

comma 17, D.Lgs. 152/2006 che invece preclude nuove attività in materia di idrocarburi nelle aree marine protette e nelle 12 miglia da dette aree e dalla costa. Anche in questo caso, la deroga è prevista solo con riferimento a siti caratterizzati da elevato potenziale minerario (riserva certa superiore a 500 milioni mc) e a condizione che i titolari delle nuove concessioni offshore aderiscano alle procedure di approvvigionamento gas in parola.

Infine, l'art. 4 modifica l'art. 16 D.L. 17/2022 prevedendo che per il rilascio delle autorizzazioni necessarie a incrementare la produzione nazionale di gas, ma anche per il conferimento delle nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia, l'Amministrazione ha tre mesi a disposizione e non più 6 mesi, come previsto dall'originale versione della norma. Ulteriori modifiche sono state da ultimo apportate al meccanismo di stipula da parte del GSE di contratti di acquisto di diritti di lungo termine sul gas, in forma di contratti finanziari per differenza rispetto al punto di scambio virtuale (PSV).

- **Art. 2 del Decreto Legge 9 dicembre 2023 n. 181** *recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11.*

Considerando il particolare momento storico caratterizzato dalla costante fluttuazione dei prezzi del gas e anche dall'incertezza di approvvigionamento dall'estero, l'intervento in parola ha voluto rafforzare le previsioni di cui

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

all'art. 16 D.L. 17/2022, come già modificato dal D.L. 176/2022 (di cui alla relazione per il Comitato Offshore 2022), al fine di garantire una maggior sicurezza di approvvigionamento interno del gas, con la messa in produzione di importanti giacimenti già rinvenuti, in particolare nei mari italiani, per la durata di vita utile degli stessi, nonché la messa a disposizione del gas nazionale prodotto ai clienti finali industriali che maggiormente ne fanno uso, a prezzi più calmierati rispetto a quelli di mercato.

In deroga al quadro normativo esistente, sono state pertanto introdotte delle eccezioni alle condizioni stabilite, per il proseguo delle attività upstream, dal Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021, nonché ai divieti di attività upstream in mare, previsti dall'attuale quadro normativo vigente in alto Adriatico (ex art. 4 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9) e nelle aree protette e nella fascia marina delle 12 miglia dalla costa e da dette aree protette (ex art. 6, comma 17, Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

L'intervento in parola consente infatti, in deroga alle precitate disposizioni, la ripresa delle attività di produzione di gas nell'ambito di concessioni già rilasciate o da rilasciare in una precisa fascia dell'alto Adriatico, (nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo distante da quest'ultimo 40 chilometri a sud e che dista almeno 9 miglia marittime dalle linee di costa), prima vietata alle attività upstream, nonché il rilascio di nuove concessioni nella fascia di mare tra le 9 e le 12 miglia marine (in deroga alla previsione del D.Lgs.152/2006 che esclude il rilascio di nuovi titoli minerari nelle aree

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

protette e nelle 12 miglia marine dalla costa e dalle citate aree protette), purché a determinate condizioni di sicurezza e di portata di produzione: i giacimenti devono essere stati infatti già rinvenuti e devono avere un quantitativo di riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi; i titolari di concessioni esistenti o i soggetti richiedenti nuove concessioni devono aderire alle procedure in parola e presentare analisi tecnico-scientifiche e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza sulle linee di costa, da condurre sotto il controllo del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

E' inoltre consentita la prosecuzione e/o la ripresa delle attività di produzione gas, comprese le attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture minerarie, nell'ambito di concessioni già esistenti in terraferma e in mare, tenendo conto dei soli vincoli "assoluti" di cui al PiTESAI (e non di tutti gli altri vincoli aggiuntivi di esclusione previsti dallo stesso) già istituiti e costituiti al momento di entrata in vigore del presente provvedimento.

È stato altresì previsto che i procedimenti da svolgere per il rilascio di concessioni, proroghe e autorizzazioni necessarie a dare attuazione alla presente misura dovranno essere svolti mediante procedimento unico di cui alla Legge 241/1990, che include anche la VIA e si concludono nel termine di 3 mesi. I procedimenti di valutazione di impatto ambientale, anche in corso, saranno definiti da apposita Commissione tecnica PNRR-PNIEC.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Le suddette autorizzazioni, proroghe e concessioni saranno rilasciate dopo la manifestazione di interesse alle procedure in parola e prima della stipula dei relativi contratti di vendita/acquisto gas.

Considerando che l'attuale produzione di gas naturale nazionale si attesta su poco più di 3 miliardi di metri cubi all'anno, secondo prime stime, con la misura in parola sarebbe possibile incrementare, nel pieno rispetto di tutti gli standard di sicurezza richiesti dal settore e per i cinque anni di attuazione della misura in parola, la produzione nazionale di gas (considerando la messa in produzione dei nuovi giacimenti offshore) di circa 6,5 miliardi di Smc da destinare a prezzi calmierati al settore industriale italiano; a detta cifra occorre sommare anche il possibile incremento di produzione nazionale che potrebbe derivare dai vari interventi di ottimizzazione/manutenzione/variazione, etc. della produzione da concessioni esistenti che tuttavia non è possibile al momento prevedere né quantificare. La misura di cui all'art.16 D.L. 17/2022, come da ultimo riscritto ex art. 2 D.L. 181/2023, è attualmente in corso di attuazione.

- **Art. 7 del Decreto Legge 9 dicembre 2023 n. 181** *recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11.*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

L'art. 7 in parola ha apportato modifiche al Decreto Legislativo 14 settembre 2011 n. 162 recante "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento", al fine di sanare alcune lacune riscontrate nel testo dello stesso, che rimanda a decreti ministeriali successivi la definizione di alcuni aspetti rilevanti e propedeutici per il rilascio di licenze e/o autorizzazioni allo stoccaggio di CO2. Con lo stesso articolo sono state inoltre introdotte delle norme di raccordo tra il testo originale del D.Lgs. 162/2011 e le modifiche apportate allo stesso con il D.L. 16 luglio 2020, n. 76, convertito con modificazioni dalla L. 11 settembre 2020, n. 120, in materia di programmi sperimentali di stoccaggio di CO2 nei giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale. I programmi sperimentali che interessano un volume complessivo di stoccaggio geologico di CO2 inferiore a 100.000 tonnellate non sono sottoposti a valutazione ambientale. In particolare, con la norma in parola è stata introdotta la definizione di "*programma sperimentale di stoccaggio geologico di CO2*" come attività di stoccaggio geologico di CO2 che avviene, per un periodo di tempo limitato e a fini di sperimentazione, all'interno di giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale. Il Ministero, per questa tipologia di siti, può rilasciare, non in via provvisoria e senza quindi necessità di conferma, licenze di esplorazione, autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO2 e

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO2 secondo il quadro normativo di riferimento del D.Lgs. 162/2011.

• **Art. 2 del Decreto-Legge 17 ottobre 2024 n. 153** *recante "Disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico", convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191.*

A seguito dell'annullamento in sede giurisdizionale, con sentenze del TAR Lazio, pubblicate a febbraio 2024 e non appellate in Consiglio di Stato, del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato con D.M. 28 dicembre 2021, in attuazione dell'art. 11-ter del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni nella legge 11 febbraio 2019, n. 12, la norma in parola è intervenuta ad abrogare le disposizioni dell'art. 11-ter, del citato D.L. 135/2018, al fine di dare certezza non solo all'Amministrazione ma anche agli operatori di settore sul fatto che non sarà adottato un altro atto di pianificazione per la materia idrocarburi.

Inoltre, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione assunti a livello europeo e internazionale, è stato introdotto il divieto di conferimento di nuovi titoli minerari a olio, salvaguardo tuttavia l'iter amministrativo di istanze già in corso così come le attività nell'ambito di permessi e concessioni ad olio già rilasciati.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Sono state altresì rafforzate le previsioni di cui agli artt. 29 della legge 21 luglio 1967, n. 613, 13, comma 1, D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625 e 9, comma 8, della Legge 9 gennaio 1991 n. 9, prevedendo che per il rilascio delle proroghe delle concessioni di produzione di idrocarburi si deve tener conto anche delle riserve e del potenziale minerario ancora da produrre e dei tempi necessari per completare la razionale produzione delle stesse fino alla durata di vita utile del giacimento, nonché considerando l'area in concessione effettivamente funzionale all'attività di produzione e di ricerca e sviluppo ancora da svolgere, con riperimetrazione delle aree non più funzionali in tal senso; la riperimetrazione è da concordare con gli operatori.

È stata poi rivista la norma del Testo Unico Ambiente (Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152) vietando le attività upstream non più nelle 12 miglia dalle coste e dalle aree protette, ma entro il limite di 9 miglia dalla linea di costa e dalle aree protette, garantendo comunque un elevato grado di sicurezza per i territori circostanti.

È stato infine modificato l'art. 16, comma 2, D.L. 17/2022 e s.m.i., c.d. norma "gas release", che prevedeva che potessero partecipare alle procedure di approvvigionamento gas le sole concessioni "compatibili" secondo il PiTESAI; essendo stato annullato detto Piano è stato eliminato il relativo riferimento, ammettendo a partecipare alle procedure "gas release" tutte le concessioni in essere, già conferite o anche da rilasciare.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

• Art. 8 del Decreto-Legge 9 giugno 2024 n. 89 *recante "Disposizioni urgenti per le infrastrutture e gli investimenti di interesse strategico, per il processo penale e in materia di sport", convertito con modificazioni dalla Legge 8 agosto 2024, n. 120.*

L'art. 8 D.L. 89/2024 ha modificato l'art. 4 del Decreto Legislativo 14 settembre 2011 n. 162 recante "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento". Il previgente art. 4 prevedeva infatti che gli specifici compiti in materia di CCS venissero svolti dal Comitato ETS di cui al decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, integrato con la nomina di tre componenti esperti della materia CCS e di una segreteria tecnica; l'attuale art. 4, come riscritto dall'art. 8 D.L. 89/2024, prevede invece che, per gli stessi compiti, in ragione dell'elevato grado di specializzazione delle materie trattate, sia istituito un Comitato CCS ad hoc, quale organismo collegiale autonomo e separato rispetto al Comitato ETS , composto da persone di elevata qualifica professionale e comprovata esperienza nel settore CCS, che non si trovino in situazioni di conflitto di interessi. Tale organismo è composto da 5 membri: tre del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con un ruolo guida (in virtù della nomina del presidente e del vicepresidente), uno di ISPRA in virtù delle notevoli competenze tecniche ambientali in materia ed uno della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, per l'opportuna partecipazione anche degli enti regionali. Il Comitato inizia a operare con la nomina di tutti i suoi membri, che durano in carica cinque anni e il cui mandato può essere rinnovato una sola volta. Anche il Comitato CCS si avvale della Segreteria Tecnica per lo svolgimento dei compiti ad esso attribuiti, composta da 11 componenti:

a) quattro membri, incluso il coordinatore, sono designati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di cui due in servizio presso l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG);

b) due membri sono designati dall'ISPRA;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

c) un membro è designato dal Ministero dell'università e della ricerca, tra professori universitari esperti in materia di sismica;

d) un membro è designato dall'Istituto superiore di sanità (ISS);

e) un membro è designato dal Ministero dell'interno, tra appartenenti al Corpo nazionale dei vigili del fuoco;

f) un membro è designato dal Comitato centrale per la sicurezza tecnica della transizione energetica e per la gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici di cui all'articolo 9 del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41;

g) un membro è designato dalla Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281.

La norma prevede altresì che con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica siano stabilite le modalità di funzionamento del Comitato e della Segreteria tecnica e con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, siano stabiliti anche i compensi per i membri del Comitato e della segreteria.

In ultimo, la proposta normativa prevede che, nelle more dell'istituzione del Comitato CCS e della relativa Segreteria Tecnica, al fine di garantire la continuità amministrativa per il rilascio delle autorizzazioni necessarie alle attività in corso in materia CCS, le relative competenze siano svolte temporaneamente dal Comitato ETS di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 47 del 2020, con il supporto tecnico e operativo dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG), dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e dell'Istituto superiore di sanità (ISS).

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Nota sull'attività amministrativa del MASE nel settore upstream offshore – Anno 2025

Nel corso del 2025 non si è registrata l'adozione di norme di rango primario aventi incidenza nel settore delle attività upstream offshore.

Tuttavia, a seguito dell'annullamento del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato con D.M. 28 dicembre 2021, in attuazione dell'art. 11-ter del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni nella legge 11 febbraio 2019, n. 12, la Direzione generale fonti energetiche e titoli abilitativi (DGFTA) del MASE ha posto i necessari adempimenti amministrativi di competenza derivanti dal mutato quadro giuridico.

Tale attività, conseguente alle sentenze del TAR Lazio pubblicate a decorrere dal febbraio 2024, è stata condotta in coerenza con le previsioni di cui al D.L. 17 ottobre 2024, n. 153 (c.d. DL Ambiente), convertito con modificazioni dalla legge 13 dicembre 2024, n. 191.

Con specifico riferimento alla gestione dei titoli minerari e delle istanze di permesso di idrocarburi nelle zone marine nazionali, l'Amministrazione, nell'arco dell'anno 2025, ha adottato i seguenti provvedimenti volti al ripristino dello status quo ante e alla definizione dei seguiti dell'annullamento del Piano:

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

1. emissione del decreto ministeriale del 27 giugno 2025 di ripristino del permesso di ricerca di idrocarburi “G.R13.AG”;

2. emissione del decreto ministeriale del 17 luglio 2025 di ripristino dell’area del permesso di

ricerca di idrocarburi “G.R14.AG”;

3. nota del 9 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d506 B.R-.EN”;

4. nota del 9 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d507 B.R-.EN”;

5. nota del 9 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d508 B.R-.EN”;

6. nota del 9 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d509 B.R-.EN”;

7. nota del 29 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d28 G.R-.AG”;

8. nota del 29 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d33 G.R-.AG”;

9. nota del 29 settembre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d79 F.R-.EN”;

10. nota del 28 ottobre 2025 di ripristino dell’area dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d92 F.R-.EN”;

11. nota del 28 ottobre 2025 di ripristino dell’istanza di permesso di ricerca di idrocarburi “d503B.R-.CS”;

12. emissione del decreto ministeriale dell’11 dicembre 2025 di ripristino del permesso di ricerca di idrocarburi “A.R78.RC”;

13. emissione del decreto ministeriale del 12 dicembre 2025 di ripristino del permesso diricerca di idrocarburi “A.R87.RC”;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

14. emissione del decreto ministeriale del 17 dicembre 2025 di rimozione dei vincoli di interdizione del permesso di ricerca di idrocarburi “F.R41.GM”;

15. emissione del decreto ministeriale del 19 dicembre 2025 di rimozione dei vincoli di interdizione del permesso di ricerca di idrocarburi “F.R42.GM”;

16. emissione del decreto ministeriale del 19 dicembre 2025 di ripristino dell’area del permesso di ricerca di idrocarburi “F.R43.GM”;

17. emissione del decreto ministeriale del 22 dicembre 2025 di ripristino dell’area del permesso di ricerca di idrocarburi “F.R45.GM”;

18. emissione del decreto ministeriale del 23 dicembre 2025 di ripristino del permesso di ricerca di idrocarburi “F.R44.GM”.

Oltre alle suddette attività di ripristino dei titoli e di riavvio dei procedimenti relativi a istanze di permesso, l’Amministrazione ha provveduto anche all’ordinaria gestione dei titoli abilitativi, emanando i seguenti provvedimenti non correlati agli effetti dell’annullamento del PiTESAI:

1. emissione del D.M. del 31 marzo 2025 di conferimento del permesso di ricerca di idrocarburi gassosi contraddistinto dalla sigla “A.R100.EA”, ubicato nel mare Adriatico, zona marina “A” alla società Eni S.p.A.;

2. emissione del D. M. del 13 maggio 2025 di modifica della prescrizione n. 8 del parere del Comitato ETS, quale parte integrante e sostanziale dell’autorizzazione rilasciata a favore della Società ENI S.p.A. nell’ambito del programma di stoccaggio CO2 della concessione di coltivazione “A.C26.EA”;

3. emissione del D.M. del 6 agosto 2025 di conferimento del permesso di ricerca di idrocarburi gassosi contraddistinto dalla sigla “C.R150.AU”, ubicato nel Canale di Sicilia, zone marine “C” e “G” alla società Audax Energy S.r.l.;

4. emissione del D.M. del 23 dicembre 2025 di proroga e unificazione delle concessioni di coltivazione contraddistinte dalle sigle “A.C7.AS” e “B.C18.RI” in un’unica concessione contraddistinta dalla sigla “A.C7.AS”;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

5. emissione del D.M. del 23 dicembre 2025 di proroga e riperimetrazione della concessione di idrocarburi liquidi e gassosi contraddistinta dalla sigla "B.C14.AS", ubicata nel Mare Adriatico, nell'ambito della zona marina "B".

Riepilogo statistico dell'attività provvedimentale 2025

A fini di trasparenza e rendicontazione dell'efficienza amministrativa, si riporta di seguito la sintesi numerica dei provvedimenti emanati dalla Direzione nel corso dell'anno 2025:

Ambito di Intervento	Tipologia di Atto	Quantità
Gestione Straordinaria (ex PiTESAI)	Decreti Ministeriali di ripristino titoli e aree	10
Riavvio Procedimenti (ex PiTESAI)	Note di ripristino istruttorio istanze di permesso	9
Gestione Ordinaria	Conferimenti, proroghe e varianti tecniche	5
TOTALE PROVVEDIMENTI EMANATI		24

L'incidenza degli atti derivanti dall'annullamento del PiTESAI rappresenta circa l'80% della produzione documentale della DGFTA svolta per il settore offshore nell'anno di riferimento, a testimonianza dell'imponente carico di lavoro profuso per la stabilizzazione del settore.

Considerazioni conclusive sulla portata dell'azione amministrativa per il settore offshore nell'anno 2025

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

L'attività complessivamente posta in essere dalla DGFTA nel corso del 2025 per il settore offshore si è caratterizzata per un duplice binario operativo, volto a garantire la stabilità e la continuità del settore energetico nazionale in un quadro giuridico di estrema complessità.

Da un lato, l'Amministrazione ha operato con tempestività per dare piena esecuzione al *decisum* giurisdizionale derivante dall'annullamento del PiTESAI. Tale sforzo non si è limitato a una mera attività ricognitiva, ma si è sostanziato in una complessa operazione di ripristino della legalità amministrativa e dello status quo ante, assicurando la necessaria tutela del legittimo affidamento degli operatori economici e prevenendo il rischio di ulteriore contenzioso o richieste risarcitorie ai danni dello Stato.

Dall'altro lato, la Direzione ha assicurato l'ordinaria prosecuzione dei procedimenti autorizzativi e gestionali, dimostrando la capacità di coniugare gli adempimenti straordinari con le esigenze di sviluppo e manutenzione dei titoli minerari esistenti. In particolare, il conferimento di nuovi permessi e l'autorizzazione di progetti innovativi — come quelli relativi allo stoccaggio della CO2 — confermano l'impegno della DGFTA nel favorire la transizione energetica attraverso una gestione dinamica e tecnicamente rigorosa delle risorse nazionali.

In definitiva, l'azione amministrativa svolta nell'anno di riferimento ha permesso di consolidare la certezza del quadro regolatorio, garantendo il necessario equilibrio tra la tutela ambientale, l'osservanza delle pronunce giudiziarie e gli obiettivi di sicurezza energetica del Paese.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

2.2 Sintesi cumulativa degli ultimi 10 anni (2016 -2025)

Viene qui curata una sintesi cumulativa degli ultimi 10 anni (2016 -2025) dei dati relativi alle ore effettive lavorate, ispezioni e incidenti. Si riporta in Figura 1 la produzione di idrocarburi dall'offshore nazionale degli ultimi 10 anni (2015-2024). In particolare appare la produzione di gas, quella di petrolio e la produzione equivalente, in Milioni di Tonnellate di petrolio equivalente (MTEP). L'esame della Figura mostra come la produzione totale di petrolio equivalente abbia registrato una continua diminuzione (pari a circa il 65 %), passando dalle 4.57 MTEP del 2015 alle 1.60 MTEP del 2024.

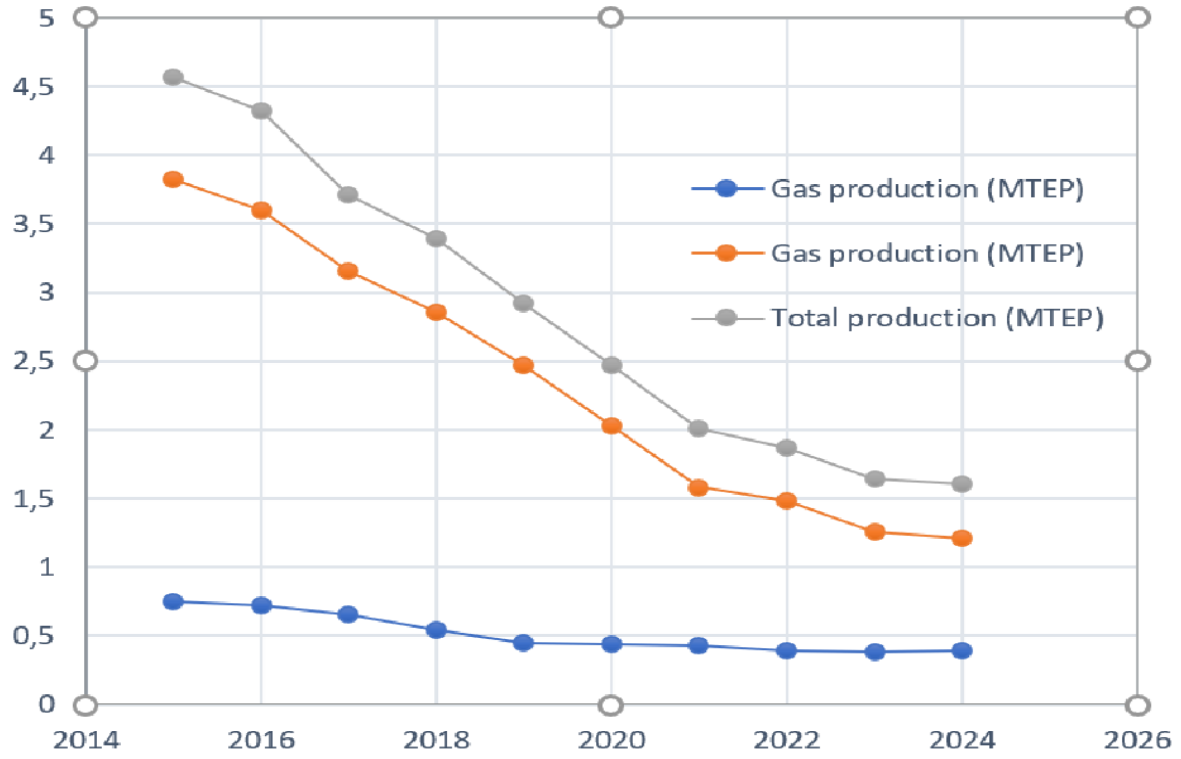


Figura 1. Produzione di idrocarburi dalle aree nazionali offshore negli anni 2015-2025. Sono riportati in particolare I valore della produzione di gas, di petrolio e la produzione totale espressa in milioni di tonnellate di petrolio equivalente

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

(MTEP) (dati elaborati da sito Unmig: https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/produzione-nazionale-di-idrocarburi/

Nella Tabella A vengono riportati, per gli anni dal 2016 al 2025, il monte ore lavorate, i dati risultanti dagli incidenti (mortali, gravi e non gravi) verificatesi, il numero di ispezioni effettuate da parte degli enti afferenti a questo Comitato, il numero di impianti ispezionati e il numero di persone/giorno coinvolte nelle ispezioni.

Anno	Ore lavorate	Incidenti mortali	Incidenti gravi	Incidenti totali	Ispezioni effettuate	Persone/ giorno per ispezioni	Impianti ispezionati
2016	3045243	0	5	6	401	408	100
2017	3056478	0	1	2	289	366	88
2018	3669101	0	4	4	236	234	86
2019	2710426	1	9	16	191	168	71
2020	1947435	0	4	7	164	156	69
2021	2240788	0	2	4	222	339	164
2022	2304779	02	0	4	291	325	257
2023	3011307	0	1	1	238	241	238
2024	3992520	0	3	8	189	219	189
2025	4094546	0	3	7	233	272	233

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Tabella A. Ore lavorate, ispezioni effettuate, numero di Impianti ispezionati e tipologie di incidenti verificatisi negli anni 2016-2025

I dati della Tabella A mostrano che casi di infortunio si sono verificati in tutti gli anni analizzati. Il numero degli infortuni non deve essere considerato in termini assoluti, poiché è, in generale, funzione dell'esposizione dei lavoratori alle diverse attività svolte. Il "*Lost Time Injury Frequency*" (LTIF) è un indicatore consolidato per la valutazione dei rischi professionali: esso descrive la frequenza degli incidenti che hanno causato un incidente. Misura il numero di eventi incidentali mortali e non mortali avvenuti in un periodo di esposizione convenzionale di 1.000.000 di ore (UNI EN 7249:2007). L'equazione che descrive l'indice LTIF è data da:

$$\mathbf{LTIF = N/E \times 10^6}$$

dove N identifica il numero di eventi infortunistici avvenuti nel periodo di esposizione considerato, ed E rappresenta una misura di esposizione al rischio, in questo caso, le ore lavorate dagli operatori in attività offshore. Il termine 10^6 è semplicemente un fattore moltiplicativo che rende leggibile il numero. L'andamento di LTIF nel periodo considerato (2016-2025) è riportato nella Figura 2. Da essa si evidenzia che, ad eccezione di alcuni anni in cui si sono verificati diversi infortuni, LTIF è generalmente costante nel tempo, nonostante le variazioni del numero di ore lavorate. Il valore medio di LTIF nel periodo di 10 anni è 2,0 (totale incidenti 59, ore lavorate circa 30 milioni). **In altre parole, mediando i valori degli eventi incidentali sul monte**

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ore lavorato negli ultimi 10 anni (2016-2025) di attività offshore, emerge che per ogni milione di ore lavorate sono occorsi 2 incidenti.

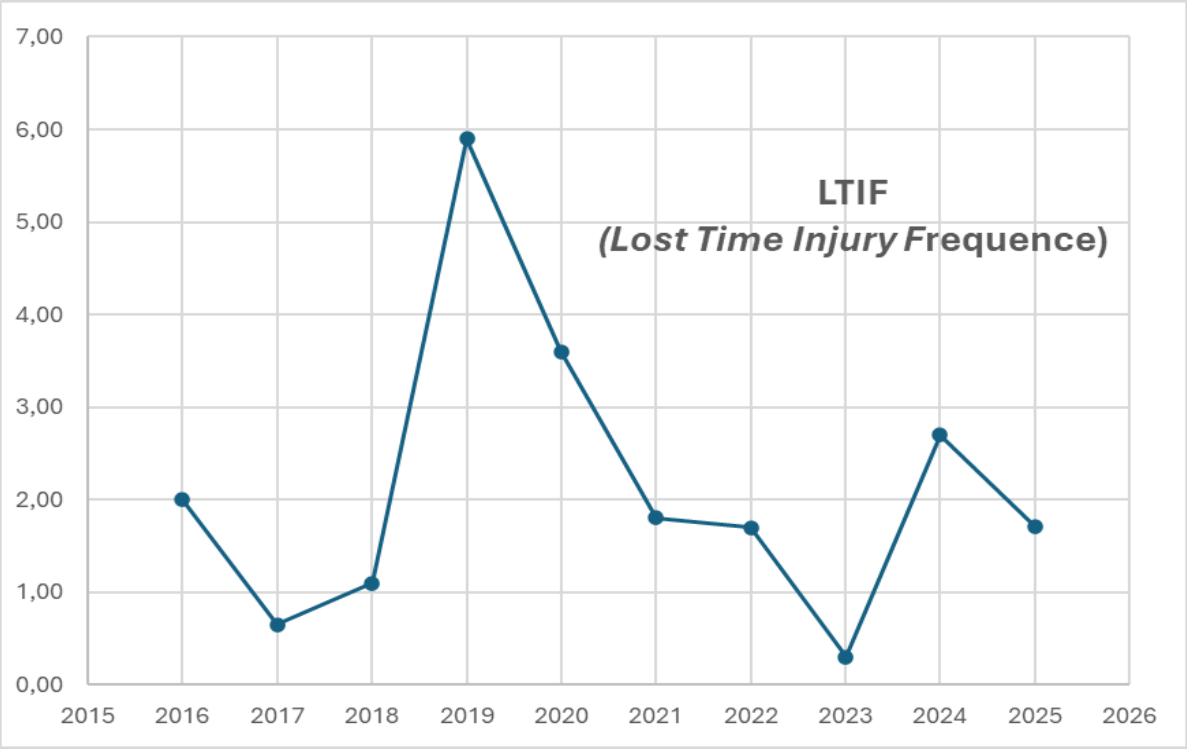


*Figura 2. Il "*Lost Time Injury Frequency*" (LTIF) calcolato a partite dai dati di Tabella A per le attività offshore negli anni 2016-2025. LTIF è un indicatore consolidato per la valutazione dei rischi professionali. Mediando i valori degli eventi incidentali sul monte ore lavorato negli ultimi 10 anni di attività offshore, emerge un LTIF pari a 2: questo significa che per ogni milione di ore lavorate sono occorsi mediamente 2 incidenti.*

2.3 Attività del Comitato

Il Comitato centrale 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 a cui è seguita la vacanza della Presidenza. Nel 2021 non si

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

sono tenute riunioni; si sono poi aggiunte 2 sedute nel 2022, nel 2023, nel 2024 e nel 2025. In particolare, nel 2025 il Comitato centrale si è riunito precisamente nei giorni:

20 MARZO 2025 Temi trattati:

Comunicazioni

Il Presidente comunica di avere ricevuto vari riesami di RGR, come pure molte comunicazioni di operazioni di pozzo. In particolare, pone in rilevo il progetto Argo Cassiopea (Canale di Sicilia) e quello sulla piattaforma Porto Corsini Mare Ovest (offshore di Ravenna) per operazioni di pozzo (side-track pozzo PC MW30 dir B, ove sono state predisponendo attività propedeutiche alla realizzazione di un progetto pilota di stoccaggio geologico di CO2, avviato sul finire dello scorso mese di agosto) e varie chiusure minerarie fra cui teste pozzo sottomarine Aquila 2 e Aquila 3 (offshore Brindisi).

In relazione all'incendio occorso il 22 gennaio 2025 sulla piattaforma Rospo Mare B (di cui è Operatore la Società Energean Italy S.p.A.), il Presidente ricorda che fra i documenti resi disponibile ai componenti il Comitato si trova il documento cartaceo, già inviato a mezzo PEC il 1° febbraio 2025, relativo alle informazioni rese disponibili dall'Operatore ai sensi dell'art.23 del DLgs 145/2015. Sullo stesso incidente ha relazionato brevemente il Dott. Rocchi evidenziando come l'indagine compiuta dall'UNMIG ha portato a contestare agli operatori addetti alla lavorazione e alla loro sorveglianza la violazione di due particolari disposizioni della normativa di riferimento (art. 46, comma 1, D.P.R. n. 886/1979 e art. 43, comma 3, D.Lgs. n. 624/1996) applicando le relative sanzioni.

Revisione delle Linee Guida RGR.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Il Presidente riassume la situazione su questo punto all'ordine del giorno ricordando quanto emerse nel corso nella ultima riunione tenutasi il 12 luglio 2024, sottolineando quanto era stato deciso a fine discussione. Successivamente, il Presidente ricorda che La bozza di revisione di LG che ha tenuto conto degli emendamenti richiesti, è stata inviata a tutti i componenti il Comitato in data 2 settembre 2024. La bozza veniva successivamente emendata a seguito di alcune osservazioni rilevate dalle Sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli, e trasmessa nuovamente a tutti i componenti del Comitato il 1° ottobre senza ricevere richiesta di ulteriori modifiche sino al 29 novembre 2024 quando, ricevuto il verbale del Comitato periferico tenutosi a Marina di Ravenna il 5 novembre 2024, vengono sollevate questioni che richiederebbero emendamenti alla ultima bozza delle Linee Guida RGR.

Il Presidente - dopo avere ripercorso e illustrato le azioni percorse a valle dell'ultima riunione del 12 luglio 2024 e dopo averne illustrato nel dettaglio le parti che sono state cambiate/integrate rispetto alla ultima versione inviata il 1° ottobre a tutti i componenti il Comitato – apre la discussione. Segue una ampia e articolata discussione, al termine della quale alla unanimità vengono approvate le nuove Linee Guida vengono riportate. Seguono commenti di soddisfazione per la approvazione di queste LG, che hanno visto un sostanziale e dovuto aggiornamento rispetto alla precedente edizione del 2017 ed un sensibile miglioramento rispetto alla bozza che veniva portata in discussione il 12 luglio 2024.

Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR/VGR

Viene fatto l'aggiornamento sul numero di: (1) riunioni svolte dai Comitati periferici; (2) Relazioni Grandi Rischi (RGR) presentate per competenza territoriale; (3) RGR accettate e in fase di valutazione per competenza

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

territoriale; (4) Valutazioni Grandi Rischi (VGR) presentate per competenza territoriale; (5) Valutazioni Grandi Rischi (VGR) accettate e in fase di valutazione per competenza territoriale; (6) altre operazioni valutate e accettate per competenza territoriale.

Eventuali sanzioni (art. 32 c. 5 e 6, dlgs 145/2015)

Riprendendo il tema in parte posto nella ultima riunione del 12 luglio 2024, viene riaffrontato la problematica di fissare termini comuni per irrogazione di sanzioni, nel caso in cui siano stati presentati riesami periodici RGR oltre i termini previsti.

Seguono molti commenti e osservazioni. Considerata l'esigenza di approfondire la questione del procedimento sanzionatorio di cui al DLgs 145 del 2015 e del relativo decreto di funzionamento (DPCM 27/9/2016) propone che si costituisca un gruppo di lavoro allo scopo di approfondire il tema delle fasi procedurali, sulla base della legge 689/81 e nel rispetto di quanto stabilito dal DLgs 145.

Aggiornamento sulla proposta di modifica del Regolamento di funzionamento del Comitato (DPCM 27 settembre 2016).

Viene ripreso un tema più volte trattato nelle riunioni di questo Comitato. Viene sollecitata la DG TBM a sottoporre ai superiori Uffici del MASE una bozza di regolamento di funzionamento aggiornato alla luce delle modifiche scaturenti dalla ultima riorganizzazione del MASE di cui al DPCM n.180 del 2023

Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori. Aggiornamento sulla modifica normativa, di interpretazione autentica, dell'art.8, c.7, del Dlgs 145/2015

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Viene ripreso questo tema, oggetto del punto all'odg, pure esso più volte trattato nelle riunioni di questo Comitato. Viene sollecitata la DG TBM affinché, per il tramite dei superiori uffici del MASE, l'emendamento normativo a suo tempo suggerito dal MEF possa essere definito e attuato quanto prima possibile, consentendo al Comitato di poter attingere le risorse economiche per le proprie necessità conseguenti alle funzioni ad esso attribuite.

Riepilogo attività svolta nel 2024 per regolamento EU 1112/2014

Viene fatto il riepilogo della documentazione trasmessa alla DG Energia UE in relazione al "Report 2024 sullo Stato e la Sicurezza delle attività offshore in Italia (ai sensi del Regolamento Europeo 1112/2014 e del D.Lgs 145/2015. I dati sono stati forniti: dai tre Operatori (Eni, EniMED, Energean), da MMI, dalle Capitanerie di Porto, dagli Uffici UNMIG (Bologna, Napoli, Roma), dai VVF e dalle DG PNM e DG IS del MASE.

Lavori dell'European Offshore Authority Group (EUOAG); verrà fornito un aggiornamento dei Lavori dell'European Offshore Authority Group

Vengono ricordati gli incontri tenutisi in ambito EUOAG del 4 dicembre 2024 e del 12 marzo 2025. In particolare, per il meeting di dicembre pone in evidenza: (1) il documento della DG Energia "Public consultation: fitness check energy security"; (2) il documento della International Association of Oil & Gas Producers "Safety performance indicators 2023". Per quanto riguarda la riunione del 12 marzo, si evidenziano 3 punti di attenzione relativi a: (1) Decommissioning; (2) Carbon Capture Storage; (3) Suggestions for Directive 30/2013 revision.

Varie ed eventuali

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

E' stata inoltrata al Parlamento in data 13 febbraio 2025 la "Relazione al Parlamento sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2024)". pubblicata sul sito del Senato all'indirizzo:

Viene ricordato che per il 15 aprile prossimo è stata convocata una riunione preliminare con consultazione Tripartita - con Organizzazioni Sindacali (FILCTEM CGIL, FEMCA CISL, UILTEC) e Operatori (Eni, EniMed, Energean Italy) – allo scopo di valutare i nuovi Documenti di consultazione Tripartita, che verranno sottoscritti dalle parti entro il prossimi mese di giugno. Al riguardo, ricorda sono oggetto di consultazione i seguenti temi: (a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi; (b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione; (c) il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui al D.Lgs. 145/15.

18 DICEMBRE 2025 Temi trattati:

Comunicazioni

Il Presidente comunica di avere ricevuto vari riesami di RGR, come pure molte comunicazioni di operazioni di pozzo. In particolare, pone in rilevo il progetto Argo Cassiopea (Canale di Sicilia) e quello sulla piattaforma Porto Corsini Mare Ovest (offshore di Ravenna) per operazioni di pozzo (side-track dei pozzi Cervia 34 dir A e PC MW30 dir B. Dallo scorso mese di agosto si sono concluse le operazioni di iniezione in giacimento di CO2 nell'ambito del progetto pilota di stoccaggio geologico di biossido di carbonio, avviato sul finire dello scorso mese di agosto 2024.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Entrata in vigore della Revisione delle Linee Guida RGR

Viene ricordato che le Linee Guida sono state approvate nella ultima riunione del 20 marzo 2025 e che sono entrate in vigore nei successivi 180 giorni.

Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR/VGR

Viene fatto l'aggiornamento sul numero di: (1) riunioni svolte dai Comitati periferici; (2) Relazioni Grandi Rischi (RGR) presentate per competenza territoriale; (3) RGR accettate e in fase di valutazione per competenza territoriale; (4) Valutazioni Grandi Rischi (VGR) presentate per competenza territoriale; (5) Valutazioni Grandi Rischi (VGR) accettate e in fase di valutazione per competenza territoriale; (6) altre operazioni valutate e accettate per competenza territoriale.

Aggiornamento sull'attività istruttoria condotta dal Gruppo di Lavoro per la revisione del Regolamento di funzionamento del Comitato

Viene illustrata la bozza di Regolamento a cui pervenuto il Gruppo di lavoro (proposto nella riunione del 20 marzo 2025). In particolare, per gli aspetti sanzionatori viene descritto l'art. 12 che è stato declinato in n. commi, contenenti le varie fasi della procedura, come richiesto dal Comitato centrale. Si apre una ampia e articolata discussione al termine della quale si concorda sia sulla necessità di una riflessione in ordine alle funzioni attribuite agli UNMIG e quelle poste in capo al Comitato, sia sull'opportunità di un confronto tra la Direzione Generale FTA, la Direzione Generale TBM e gli Uffici del Gabinetto del Mase. Viene auspicato che la bozza di Regolamento di funzionamento possa essere sottoposta al Gabinetto allo scopo di porre una soluzione alle problematiche sottese al funzionamento del Comitato.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Aggiornamento sulla modifica normativa, di interpretazione autentica, dell'art.8, c.7, del D. Lgs. 145/2015

Viene ripreso e discusso ulteriormente questo tema più volte trattato nelle riunioni di questo Comitato. Emerge l'auspicio che la ormai datata richiesta di modifica normativa - necessaria a consentire, quantomeno, il rimborso delle spese di funzionamento del Comitato - possa essere posta per il tramite della DG TBM all'attenzione dei superiori uffici affinché possa essere trovata una tempestiva soluzione al problema.

Lavori dell'European Offshore Authority Group (EUOAG)

Vengono illustrati i temi e i contenuti emersi in ambito EUOAG nel corso dell'ultimo incontro del 22 ottobre 2025. In particolare, si illustrano: (1) European offshore safety annual report (2024); (2) Safety trends and accidents (3) Experiences with ensuring compliance with safety rules (inspections, investigations, enforcements.

Varie ed eventuali

Prossima Riunione della Commissione Tripartita, prevista per il 29 gennaio 2026, in vista della sottoscrizione annuale dei Documenti di consultazione Tripartita (con Organizzazioni Sindacali e Operatori). La riunione è stata richiesta dalle rappresentanze delle OO SS allo scopo di delineare un'uniformità nei dati presentati nei Report aziendali sugli eventi infortunistici.

2.4 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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

afferenti le relazioni grandi rischi (RGR), trasmettendo le valutazioni di pertinenza al Comitato e al Mase DG FTA-UNMIG per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 20, 24 e 11 volte, valutando rispettivamente 32, 37 e 14 relazioni grandi rischi (compresi i gruppi di impianto); le Relazioni Grandi Rischi (RGR) presentate entro i termini di legge (18 agosto 2018) ammontano a 69, di cui 7 per gruppi di impianto aventi stesse caratteristiche ed 2 per impianto *Jack-up* di perforazione; le RGR presentate sono relative a tutti gli impianti esistenti (n. 145, comprese n. 2 unità galleggianti di stoccaggio (FSO), più n. 3 *unità* di perforazione). Al 1° dicembre 2025 le RGR presentate ammontano a 84 di cui 84 sono state accettate. Sono state inoltre depositate 54 (di cui accettate 53 e 1 in fase di valutazione) istanze di "modifiche non sostanziali" (VGR) diverse da quelle di cui all'art.2 c.1.

2.5 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 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024. 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 2025*)" di cui si riferisce al par. 3.1.4.

Nell'ambito EUOAG si è preso parte ai Meeting del 12 marzo 2025 e 22 ottobre 2025, di cui nel seguito si evidenziano i punti discussi in agenda

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

European Commission

DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

MEETING OF THE EUROPEAN UNION OFFSHORE AUTHORITIES GROUP (EUOAG)

Agenda – 12 March 2025

10.00 – 13.00 (CET time)

Webex meeting

https://ecconf.webex.com/ecconf/j.php?MTID=m4b508c85bfb3f56da1d3b8fd6421f89b

1. Opening of the session, approval of the agenda.
2. Exchange of views on the possible evolution of Directive 2013/30/EU (Offshore Safety Directive) to cover:
   - New infrastructure need (offshore renewables, under sea electricity cables, gas pipelines).
   - Decommissioning: repurposing decommissioned installations (renewable energy, CCS storage, grid solutions, hydrogen).
   - Competent authorities enhanced tasks for new infrastructure, repurposed installations.
3. Fitness check evaluating EU energy security architecture - update.
4. Interventions from Member States and stakeholders on emergency response, safety trends and incidents.
5. AOB.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

Directorate F – Energy Security and International Relations
F.4 - Energy security and safety

Brussels,
ENER.F/CLB/MZ

Meeting of the European Union Offshore Authorities Group (EUOAG)

22 October 2025, 10:00 – 16:30

Albert Borschette (Rue Froissart 36, 1040 Etterbeek)
Room 3.C

Draft agenda

Ordinary session (10:00 – 11:30)
(Member States, competent authorities and Norway as observer)

1. Opening of the session, approval of the agenda.
2. Annual report (2024): Introduction of the aggregated results by the Commission, followed by discussion.
3. Safety trends and accidents: Interventions from Member States.
4. Experiences with ensuring compliance with safety rules (inspections, investigations, enforcement).
5. AOB.

Plenary session (11:45 – 12:30)
(Member States, competent authorities, Norway, third countries, industry and international organisations)

1. Introduction, approval of the agenda.
2. Latest developments in the offshore sector in Third Countries (*if participating*).
3. Updates from the industry (*tbc*).
4. AOB.

Light lunch provided by the Commission (12:30 – 13.15)

Workshop on de-commissioning and repurposing of offshore oil and gas installations. Revision of the Offshore Safety Directive

(Member States, competent authorities, Norway, third countries, industry and international organisations)

1. De-commissioning and repurposing of offshore installations:
   a. Introductory remarks by DG ENER.
   b. Presentation on latest developments on de-commissioning from the OSPAR Convention Secretariat.
   c. Interventions from Member States and industry.
   d. Discussion.
2. Reality check for the Offshore Safety Directive (2013/30/EC) and for the Hydrocarbons Directive (94/22/EC):
   a. Are OSD/HC directives fit for purpose? Need for improvement?
      i. Introduction by DG ENER (short overview of the comments received in the last meeting and by email).
      ii. Discussion.
      iii. Next steps.
3. AOB

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Da questi incontri a livello europeo fra le autorità competenti e portatori di interessi industriali, ne scaturisce un confronto costruttivo volto sia a tenere sempre alto il livello di attenzione, sia a ricorrere alle migliori pratiche rispetto alle problematiche di sicurezza del lavoro e di protezione ambientale.

Nel corso delle 2 riunioni del gruppo europeo delle autorità competenti, di particolare interesse sono state le illustrate le relazioni che in parte si riportano nell'Allegato 4). In particolare, per quanto riguarda la riunione del 12 marzo, si evidenziano 3 punti di attenzione relativi a: *(1) Decommissioning; (2) Carbon Capture Storage; (3) Suggestions for Directive 30/2013 revision*. Questi punti sono stati illustrati in una relazione del Presidente di questo Comitato (si veda Allegato 5). Inoltre, si evidenziano: a) una *"Review energy security framework – public consultation*"; b) delle **"***Questions for the members of the EUOAG on the Offshore Safety Directive and common/best practices related to offshore infrastructure***".**

Per quanto riguarda invece la riunione del 22 ottobre si è discusso in tema di: *(1) European offshore safety annual report (2024); (2) Safety trends and accidents (3) Experiences with ensuring compliance with safety rules (inspections, investigations, enforcements*; *(4) " Discussion paper Reality check of the Directive 2013/30/EU on offshore safety*"; *(5) "Discussion paper on Decommissioning and repurposing of offshore installations";*

2.6 Prospettive future

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva europea 30/2013 – per la quale si è conclusa da tempo la fase di consultazione. Al riguardo, la Commissione Europea ha redatto un "*REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL AND THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

COMMITTEE assessing the implementation of Directive 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council of 12 June 2013 on the safety of offshore oil and gas operations and amending Directive 2004/35/EC" https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:732:FIN&qid=1605537696964. Il Rapporto (riportato in Allegato 6) ha dimostrato i punti forti e i punti deboli della Direttiva come recepita dagli Stati membri e utilizzata nella pratica. I risultati sono stati in larga parte positivi. I benefici potenziali, in termini di incidenti evitati, superano ampiamente i costi di attuazione e gli adeguamenti necessari negli impianti in mare. La relazione sulle esperienze di attuazione della direttiva copre il periodo compreso tra la data in cui gli Stati membri hanno recepito la direttiva e la fine delle disposizioni transitorie per il settore. Dalla valutazione risulta che sia la Direttiva sia la legislazione di attuazione degli Stati membri disciplinano adeguatamente la sicurezza in mare. La direttiva ha chiaramente migliorato la sicurezza delle operazioni in mare, non soltanto nell'Unione europea ma anche in altre parti del mondo, attraverso la politica e la cultura globale in materia di sicurezza delle imprese dell'UE. Al contempo, la Direttiva ha armonizzato le norme negli Stati membri e ha creato condizioni di parità in tutta l'Unione. Secondo le consultazioni con gli Stati membri e i portatori di interessi, la direttiva affronta in modo chiaro e strutturato tutti i pertinenti aspetti della sicurezza per prevenire gli incidenti e i mezzi per mitigarli. Sulla base della direttiva recepita, gli Stati membri hanno aperto canali di comunicazione diretta su tutti gli aspetti attinenti alla sicurezza; essi effettuano anche riesami periodici tra pari, ad esempio tramite l'EUOAG, e condividono le migliori pratiche. Sia gli Stati membri

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

sia i portatori di interessi hanno espresso soddisfazione per l'efficacia della direttiva, che è divenuta applicabile nella sua totalità all'intero settore offshore dal 19 luglio 2018. Secondo il *Green Deal* europeo tutte le azioni e le politiche dell'Unione europea dovrebbero convergere in modo che l'Unione possa realizzare una transizione adeguata e giusta verso un futuro sostenibile. Le sue iniziative devono essere attuate nel modo più efficace e meno oneroso e tutte le altre iniziative dell'UE devono tenere fede al principio verde del "non nuocere". La Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare contribuisce al raggiungimento di questi obiettivi. Il Rapporto ha analizzato il modo in cui gli Stati membri hanno recepito la Direttiva e ha tratto conclusioni sui punti forti e su quelli deboli, sui possibili sviluppi e sulle sfide di questo processo. Nel complesso la qualità del recepimento è adeguata, e la Commissione darà seguito alle questioni in sospeso con i singoli Stati membri. Nella sua forma attuale, la direttiva non sempre può garantire una prevenzione efficace degli incidenti al di fuori dell'UE. Le ONG ambientaliste hanno espresso il parere che, sebbene l'esperienza dell'attuazione sia positiva, sarebbero necessari una maggiore protezione dell'ambiente e meccanismi di responsabilità finanziaria più rigorosi. Le autorità di regolamentazione e i principali soggetti obbligati ritengono che le nuove misure regolamentari e le disposizioni di carattere soggettivo del settore debbano stabilizzarsi prima di poter prendere in considerazione ulteriori sviluppi legislativi. Grazie ad altre relazioni, di carattere generale e sugli incidenti a livello di UE, sarà possibile consolidare la base di riferimento degli indicatori di prestazione e individuare le tendenze critiche dei rischi di incidenti gravi. È evidente che la strada verso una cultura della sicurezza industriale dell'UE conosce un'evoluzione

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

positiva. La Commissione intende dare seguito a tre ambiti: (1) la responsabilità, le garanzie finanziarie e la gestione delle domande di risarcimento; (2) la dismissione degli impianti, comprese le questioni relative alla loro rimozione o permanenza in situ, e il seguito da darvi; (3) il riconoscimento reciproco degli impianti di perforazione mobili nell'UE.

- 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 (come riportato al paragrafo 2.1.2).

- Continua a rimanere aperta nel Comitato la 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 riveste particolare rilevanza tenuto conto della

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

necessità di controlli ispettivi di sicurezza sulle installazioni a cui il Comitato è tenuto a norma del D.Lgs. 145/2015.

- Sarà necessario pervenire all'aggiornamento del *Regolamento di funzionamento del Comitato* (di cui al DPCM 27 settembre 2016) alla luce delle numerose variazioni intervenute negli ultimi anni che hanno visto la riorganizzazione e passaggi di competenze di Direzioni Generali dal Ministero dello Sviluppo economico, al Ministero della Transizione ecologica, al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). A partire da bozze di Regolamento curate da questo Comitato si attendono le necessarie istruzioni dell'Ufficio Legislativo del MASE affinché possa esser avviato l'iter di revisione del già citato DPCM 27 settembre 2016.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 10 maggio 2023 (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 era previsto per 19/07/2018; considerato che la maggior parte delle RGR è stata accettata, il Comitato è tenuto fornire agli Operatori gli elementi necessari per procedere al riesame periodico approfondito delle RGR (artt. 12 e 13 cc. 7);

b. continuerà ad esser concessa la possibilità di presentare le RGR per gruppi di impianti art. 9 c. 5 del DPCM 27 settembre 2016 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) soprattutto in relazione al riesame periodico approfondito delle RGR;

d. raccolta e pubblicizzazione della documentazione in ordine alla effettuazione di esercitazioni in risposta ad emergenze esterne, allo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con le

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

autorità competenti degli altri stati membri europei e, transfrontalieri in particolare.

Ispezioni

Le ispezioni saranno operate da parte del Comitato periferico, in forza dell'art. 8 (commi 3 e 4), 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 secondo quanto indicato nel DPCM 27 settembre 2016:

i. per le comunicazioni, una eventuale visita preliminare da parte del Comitato Periferico, tutto ciò auspicabilmente unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96 che prevedono specifiche autorizzazioni;

ii. per l'accettazione RGR, una eventuale visita preventiva da parte della Sezione UNMIG competente auspicabilmente unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96;

b. per gli impianti di produzione, successivamente alla data di accettazione della RGR una eventuale ispezione annuale a campione, per impianti di pertinenza di ciascuno dei tre Uffici UNMIG, da effettuarsi auspicabilmente in sinergia con le eventuali verifiche periodiche effettuate dalle commissioni ex art. 40 DPR 886/79 e ex art. 90 – 93, 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

c. per gli impianti non destinati alla produzione, eventuale ispezione 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.

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. Queste linee guida sono state poi aggiornate, pervenendo ad una nuova versione delle Linee Guida approvate nella seduta del Comitato del 20 marzo 2025 ed entrate in vigore nei successivi 180 giorni.

3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi, 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 Febbraio 2026. Tale relazione (per l'anno 2025) costituisce una programmata analisi comparata a livello europeo e consente alla Commissione europea di mettere a confronto,

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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 12 giugno 2025 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. I Documenti di Consultazione tripartita firmati sono riportati per EniMed in Allegato 7, per Eni in Allegato 8, per Energean in Allegato 9.

Si evidenziano in particolare:

- per Eni 43 concessioni minerarie di coltivazione per una superficie totale pari a 3202,42 km2, e 7 permessi di ricerca per una superficie totale pari a 1333,80 km2.
- Per EniMed 3 concessioni minerarie di coltivazione per una superficie totale pari a 365,31 km2, e 1 permesso di ricerca per una superficie totale pari a 373,08 km2.
- Per Energean 5 concessioni minerarie di coltivazione per 455.41 km2.

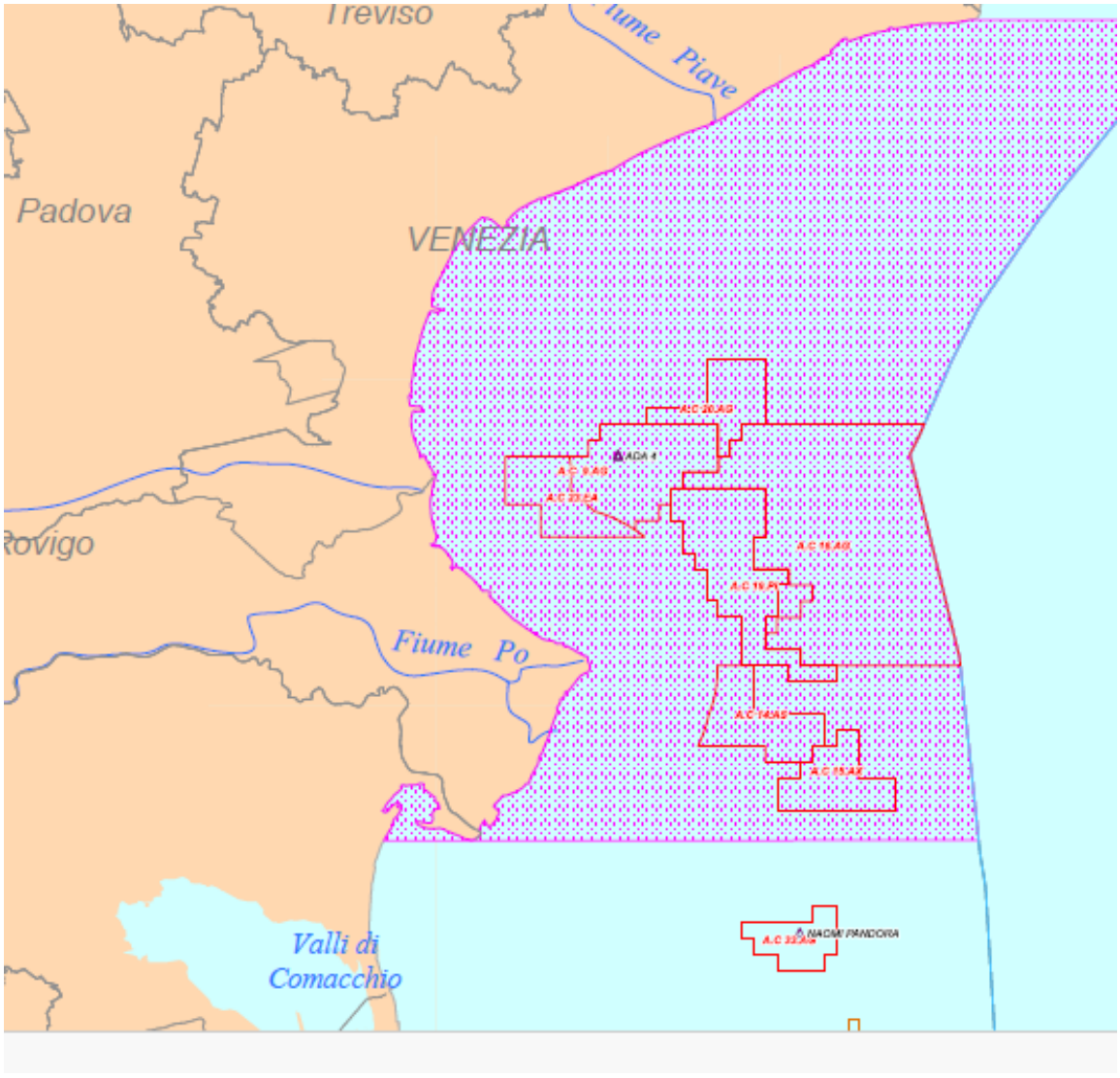
Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Carte titoli vigenti e relativi impianti

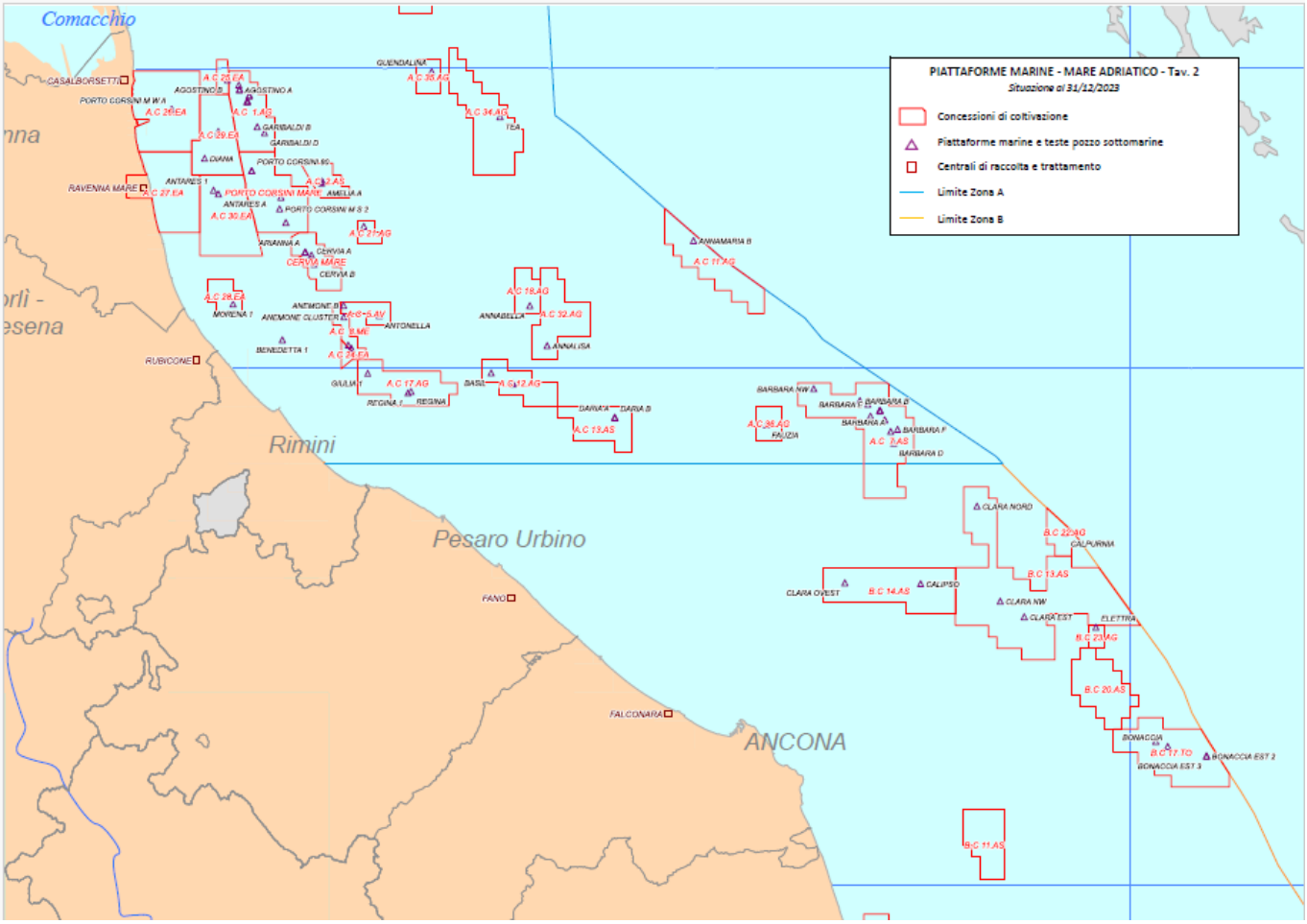
PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 1

Situazione al 31/12/2025

- Concessioni di coltivazione
- Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine
- Centrali di raccolta e trattamento
- Limite Zona A
- Zona soggetta all'accertamento del non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO - Tav. 3

Situazione al 31/12/2024

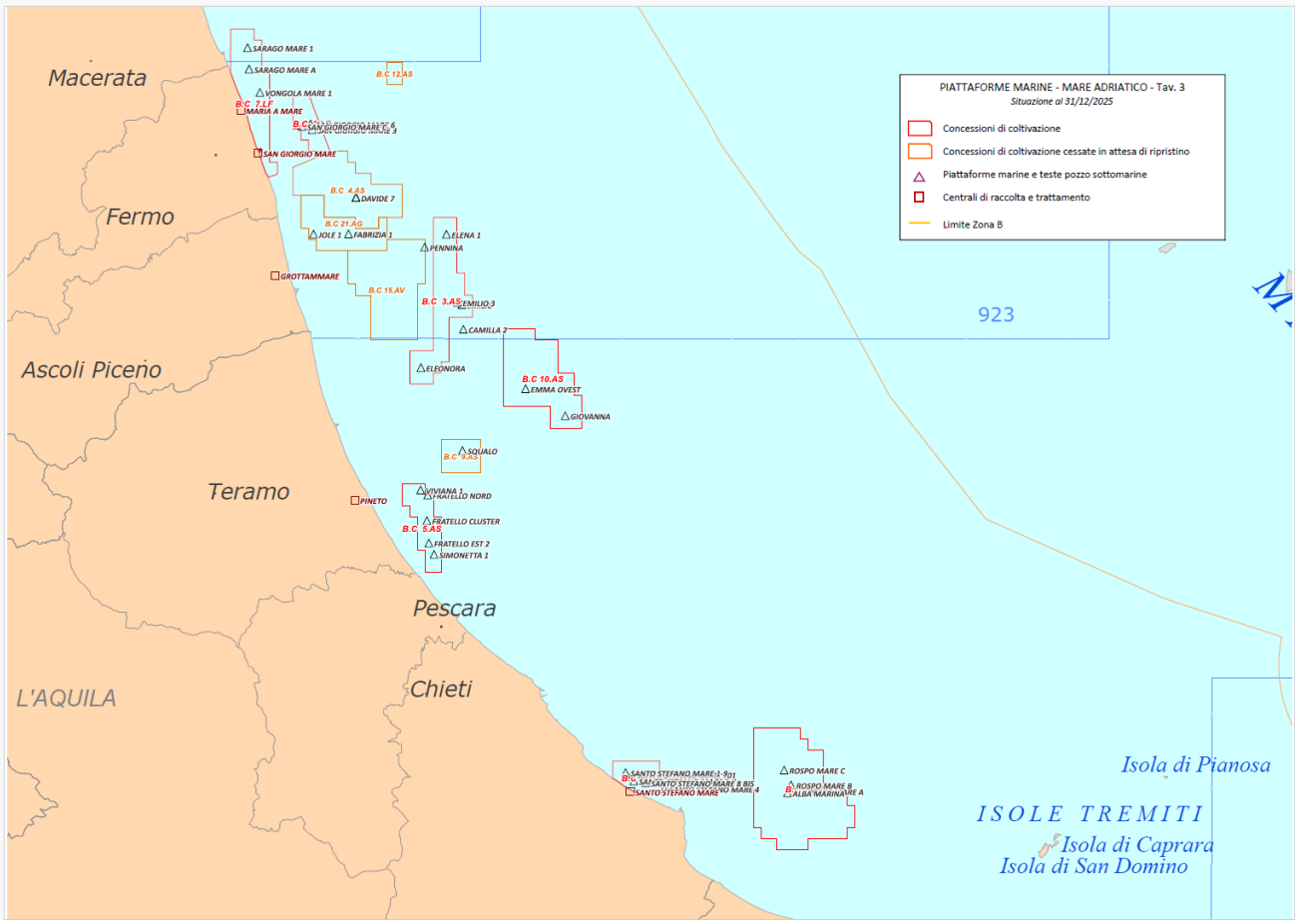
Concessioni di coltivazione

Concessioni di coltivazione cessate in attesa di ripristino

Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine

Centrali di raccolta e trattamento

Limite Zona B



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

PIATTAFORME MARINE - MARE ADRIATICO E IONIO - Tav. 4

Situazione al 31/12/2024

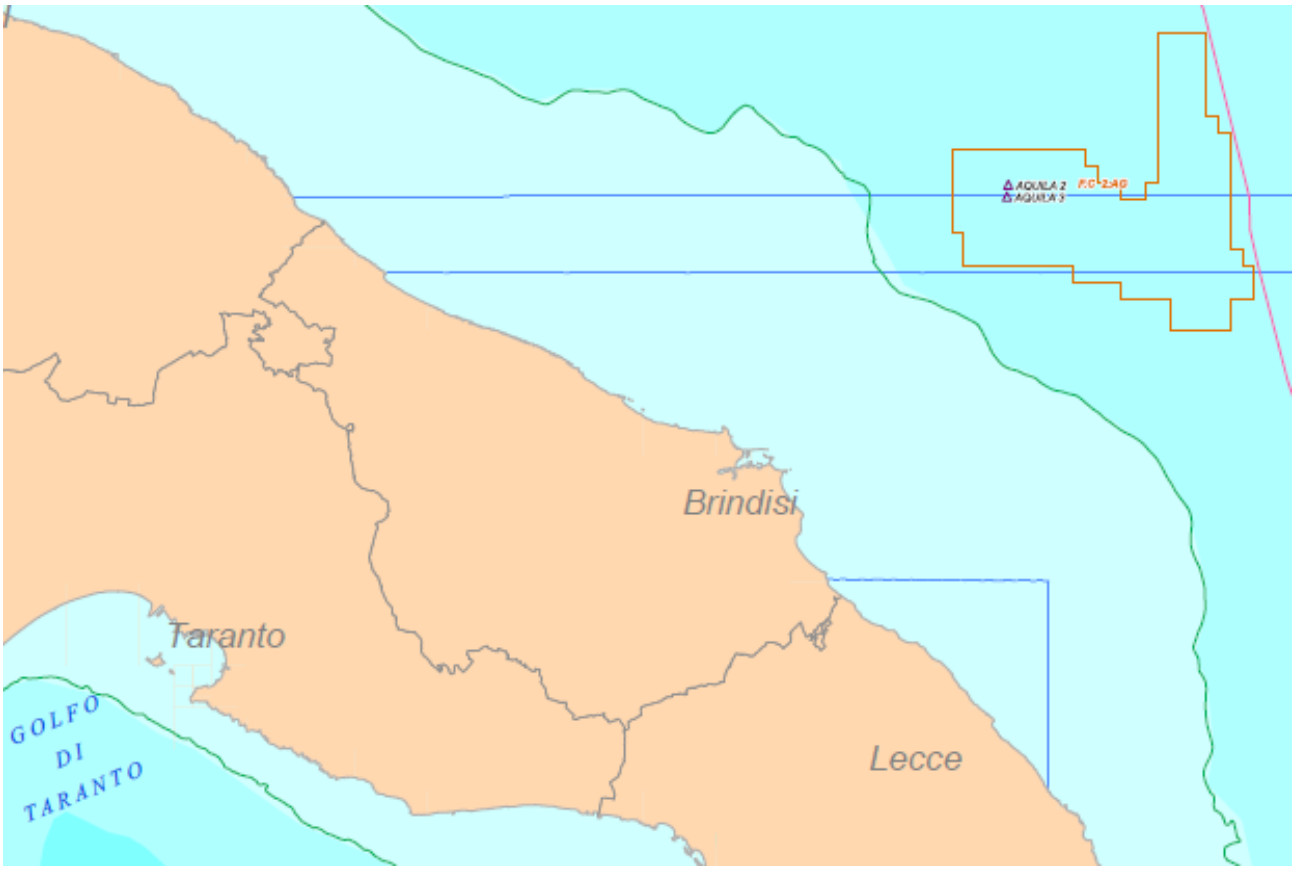
Concessioni di coltivazione cessate in attesa di ripristino

Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine

Centrali di raccolta e trattamento

Limite Zona D

Limite Zona F



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

PIATTAFORME MARINE - MARE IONIO - Tav. 5

Situazione al 31/12/2024

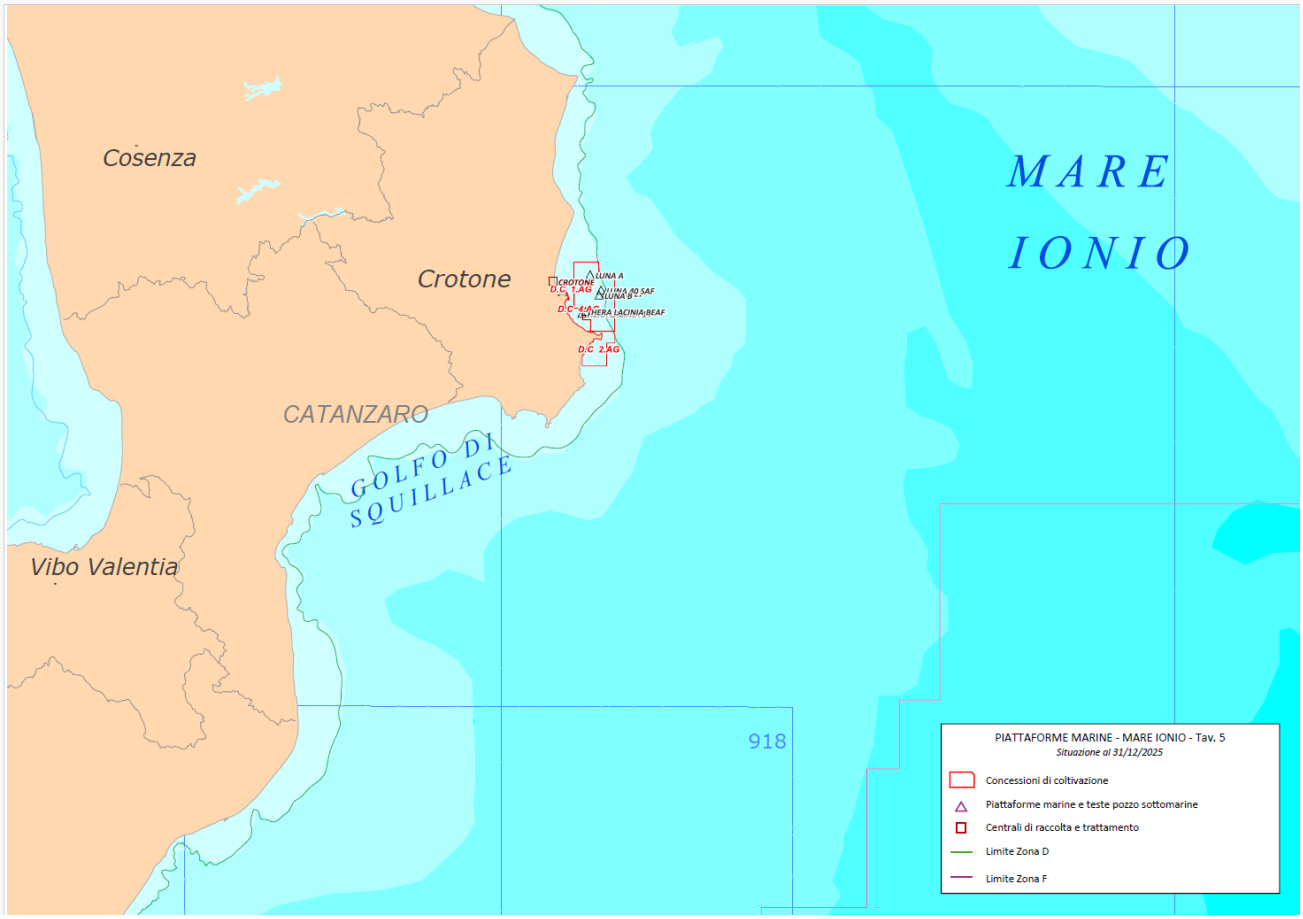
Concessioni di coltivazione

Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine

Centrali di raccolta e trattamento

Limite Zona D

Limite Zona F



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

PIATTAFORME MARINE - CANALE DI SICILIA - Tav. 6

Situazione al 31/12/2024

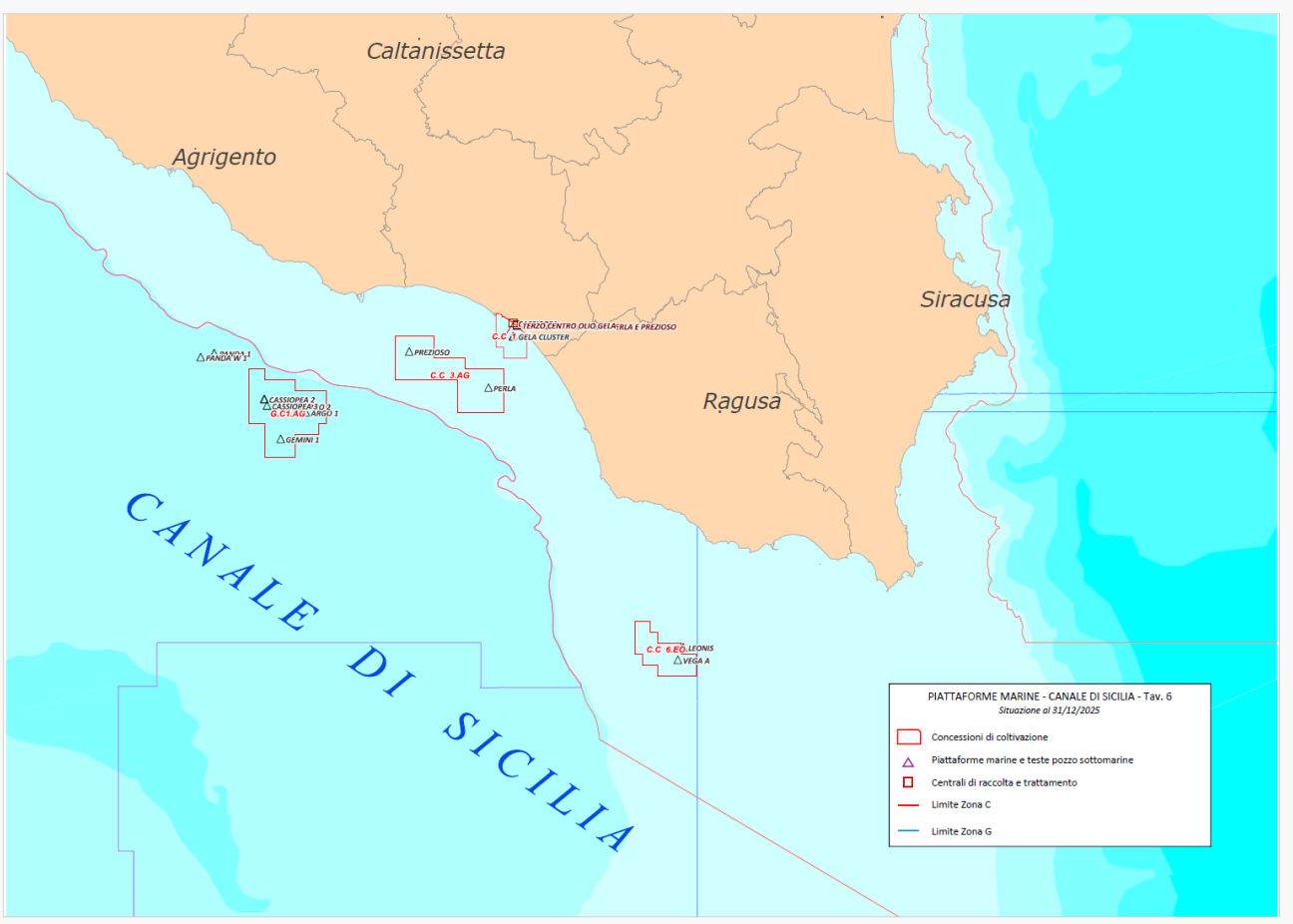
Concessioni di coltivazione

Piattaforme marine e teste pozzo sottomarine

Centrali di raccolta e trattamento

Limite Zona C

Limite Zona G



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Elenco acronimi

Acronimo	*Descrizione*
FSO e FPSO	*unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi (FSO: Floating Storage and Offloading Unit, FPSO: Floating Production and Offloading Unit)*
DG FTA UNMIG	*Direzione Generale Fonti energetiche e Titoli Abilitativi – Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - MASE*
DG FTA	*Direzione Generale Fonti energetiche e Titoli Abilitativi - MASE*
DG PNM	*Direzione Generale Patrimonio Naturalistico e Mare - MASE*
EMSA	*European Maritime Safety Agency (Agenzia europea per la sicurezza marittima)*
EUOAG	*European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*
FMI	*impianto fisso con personale*
FNP	*impianto fisso non destinato alla produzione*
FPI	*impianto galleggiante destinato alla produzione*
ISPRA	*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*
JRC	*Joint Research center – Centro comune di ricerca – Commissione Europea*
MASE	*Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*
MARPOL	*International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Convenzione internazionale per la*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

	prevenzione dell'inquinamento causato da navi)
MEF	*Ministero dell'economia e delle finanze*
MODU	unità mobili di perforazione offshore (MODU)
NUI	*impianto (fisso) di norma senza personale*
OSS	*Offshore substation*
SEAM	*Servizio Emergenze Ambientali in Mare dell'ISPRA*
SECE	*elementi critici per la sicurezza e l'ambiente*
SOLAS	*Safety of life at sea (Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare)*
SPS	*testa pozzo sottomarina*
TEP	*tonnellate di petrolio equivalenti*
TEP	*Milioni di tonnellate di petrolio equivalenti*
UNCLOS	*United Nations Convention on the Law of the Sea*
UNMIG	*Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse*
WGS84	*coordinate geografiche riferite al sistema World Geodetic System 1984*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Elenco delle principali norme menzionate

➢ **Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128** "Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave";
➢ **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";
➢ **Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435** "Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare";
➢ **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".
➢ **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";
➢ **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";
➢ **Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195,** "Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale";
➢ **Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152,** "Norme in materia ambientale";
➢ **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";
➢ **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".

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

➢ **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
➢ **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
➢ **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
➢ **Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.** Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.
➢ **Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.** Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.
➢ **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.
➢ **Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104.** Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.
➢ ***Decreto Ministeriale 5 luglio 2017*** relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.
➢ **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017** Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.
➢ **Legge 11 febbraio 2019, n. 12** *Conversione in legge, con modificazioni,*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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
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*
Legge 27 dicembre 2019 n. 160 *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.*
Legge 28 febbraio 2020 n. 8 *"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*"
Legge 11 settembre 2020, n. 120 *"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale"**.***
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".*
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".*
Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28.12.2021*, pubblicato in G.U. in data 11.02.2022, di approvazione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), adottato ai sensi dell'art. 11-ter D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12*
Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17 *recante "Misure urgenti per*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.", convertito con modificazioni dalla Legge 27 aprile 2022, n. 34.
***Art. 4 del Decreto Legge 18 novembre 2022 n. 176** recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica" convertito con modificazioni con L. 13 gennaio 2023, n. 6*
***Artt. 2 e 7 del Decreto Legge 9 dicembre 2023 n.** 181 recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11.*
• ***Art. 2 del Decreto-Legge 17 ottobre 2024 n.** 153 recante "Disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico", convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191.*
• ***Art. 8 del Decreto-Legge 9 giugno 2024 n. 89** recante "Disposizioni urgenti per le infrastrutture e gli investimenti di interesse strategico, per il processo penale e in materia di sport", convertito con modificazioni dalla Legge 8 agosto 2024, n. 120.*

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Prof. Ezio MESINI

email: ezio.mesini@unibo.it mesini.ezio@mase.gov.it

Pec: ezio.mesini@pec.it

Tel: (+39) 06 5722 5761 –
Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma

https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ELENCO DEGLI ALLEGATI

- Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 2: DPCM 27 novembre 2024 “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: Relazione del Presidente del Comitato Offshore presentata all’EUOAG Meeting del 12 marzo 2025 in tema di: (1) *Decommissioning; (2) Carbon Capture Storage; (3) Suggestions for Directive revision*.
- Allegato 5: Documentazioni presentate da Autorità competenti europee alle riunioni EUOAG del 12 marzo e 22 ottobre
- Allegato 6: Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Comitato economico e sociale europeo, recante valutazione dell’attuazione della direttiva 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 giugno 2013, sulla sicurezza delle operazioni in mare nel Settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE
- Allegato 7: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione del 12 giugno 2025.
- Allegato 8: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione del 12 giugno 2025.
- Allegato 9: Documenti di consultazione tripartita di Energean approvato nella riunione del 12 giugno 2024.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

ALLEGATI

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

1

FUNZIONAMENTO COMITATO

CORTE DEI CONTI
0036013-22/11/2016-SCCLA-PCGEPRE-A

MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

BOLLARIO P.G.R. 194

MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

DECRETA

ART. 1
(Finalità)

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

ART. 2
(Definizioni)

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

PER COPIA CONFORME

e. *Comunicazione di cui al decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145* (di seguito: *"Comunicazione"*): la comunicazione di cui agli articoli 11, comma 3, e comma 1, lettera *c)*; agli articoli 11, comma 1, lettera *h)*, e 15, comma 1; agli articoli 11, comma 1, lettera *i)*, e 16, comma 1; nonché all'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 145 del 2015;

f. *Trasferimento impianto di produzione*: il trasferimento di un impianto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *q)*, del decreto legislativo n. 145 del 2015, ovvero le piattaforme galleggianti e strutture analoghe di cui all'articolo 75, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 886 del 1979 e all'articolo 93, comma 2, del decreto legislativo n. 624 del 1996;

g. *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* (di seguito: *"Comitato"*): il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del decreto legislativo n. 145 del 2015;

h. *Articolazioni sul territorio del Comitato* (di seguito: *"Comitati periferici"*): le articolazioni sul territorio del Comitato, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo n. 145 del 2015.

ART. 3
(Sede)

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

ART. 4
(Composizione e organizzazione del Comitato)

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

PER COPIA CONFORME

MODULARIO P.C.M. 194 MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

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

ART. 5
(Pareri)

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

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

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

ART. 7
(Modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'articolo 2, comma 1, lettera bb) del decreto legislativo n. 145 del 2015)

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

PER COPIA CONFORME

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

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

ART. 8
(Comunicazioni)

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

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

ART. 9
(Relazione sui grandi rischi)

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

ART. 10
(Procedure di competenza dei Comitati periferici)

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

PER COPIA CONFORME

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

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

ART. 11
(Criteri di ripartizione delle attività)

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

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

MODULARIO F.G.M. 164

MOD. 247

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

CORTE DEI CONTI
UFFICIO CONTROLLO ATTI P.C.M.
MINISTERI GIUSTIZIA E AFFARI ESTERI
Reg.ne - Prev. n. 3185

- 6 DIC. 2016
IL MAGISTRATO

ART. 12
(Sanzioni)

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

ART. 13
(Disposizioni finali)

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

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

Roma, 27 SET. 2016

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

REGISTRATO ALLA CORTE DEI CONTI
SEGRETARIATO GENERALE
UFFICIO DEL BILANCIO E PER IL RISCONTRO
DI REGOLARITA' AMMINISTRATIVO/CONTABILE
VISTO E ANNOTATO AL N. 2463/2016
Roma 16.11.2016
IL REVISORE

PER COPIA CONFORME

PER COPIA CONFORME

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

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

VISTO il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300, recante "*Riforma dell'organizzazione del Governo, a norma dell'articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59";*

VISTO il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 303, recante "*Ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri, a norma dell'articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59.*";

VISTO il decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, recante *"Norme generali sull'ordinamento del lavoro alle dipendenze delle amministrazioni pubbliche"* e, in particolare, l'articolo 53;

VISTA la legge 30 dicembre 2010, n. 240, recante *"Norme in materia di organizzazione delle università, di personale accademico e reclutamento, nonché delega al Governo per incentivare la qualità e l'efficienza del sistema universitario"* e, in particolare, l'articolo 6;

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

VISTO, in particolare, l'articolo 8, comma 1, del citato decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, il quale prevede che *"È istituito il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare […]. Il Comitato è composto da un esperto che ne assume la presidenza, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, per una durata di 3 anni, […]. L'esperto è 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.";*

VISTO, altresì, l'articolo 8, comma 7, del suddetto decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, il quale stabilisce "*Ai componenti del Comitato non è dovuto alcun tipo di compenso, gettone di presenza o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite.";*

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

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 marzo 2017 con il quale il professor Ezio Mesini è stato nominato presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 agosto 2021, con il quale il professor Ezio Mesini è confermato nell'incarico di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per la durata di tre anni;

VISTA la nota prot. n. 21096 del 6 agosto 2024, con la quale, d'ordine del Ministro, il Capo di Gabinetto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha proposto la conferma del Professor Ezio Mesini quale Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN - Doc. firmato digitalmente da: MANTOVANO ALFREDO

Il Presidente del Consiglio dei Ministri

VISTO il *curriculum vitae* del professor Ezio Mesini, professore ordinario presso l'Università di Bologna;

VISTA la dichiarazione resa dal Professor Ezio Mesini, in ordine alla insussistenza di cause di inconferibilità e di incompatibilità di incarichi, ai sensi del decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39, e alla insussistenza di situazioni, anche potenziali, di conflitto di interesse;

VISTO il decreto Rettorale n. 1567/2023 dell'8 novembre 2023, adottato dall'Università di Bologna *"Alma Mater Studiorum"*, recante *"Regolamento recante la disciplina del regime delle incompatibilità e del procedimento di rilascio delle autorizzazioni per l'assunzione di incarichi extraistituzionali dei Professori e dei Ricercatori universitari"* e, in particolare, l'articolo 9, comma 1, lett. e), ai sensi del quale i professori in regime di impegno a tempo pieno possono, senza bisogno di preventiva autorizzazione partecipare *"a organi collegiali di consulenza tecnico scientifica dello Stato, degli enti pubblici e a partecipazione pubblica, degli enti di ricerca e cultura in genere. Tra tali attività rientrano la partecipazione a comitati tecnici, a commissioni ministeriali, di concorso, di gara, nonché l'attività di componente di nuclei di valutazione"*;

RITENUTO di confermare il professor Ezio Mesini nell'incarico di esperto con funzioni di Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare;

ACQUISITI i pareri favorevoli resi dalle competenti Commissioni parlamentari;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 ottobre 2022, con il quale al Sottosegretario di Stato alla Presidenza del Consiglio dei ministri, dott. Alfredo Mantovano, è stata delegata la firma dei decreti, degli atti e dei provvedimenti di competenza del Presidente del Consiglio dei ministri, ad esclusione di quelli che richiedono una preventiva deliberazione del Consiglio dei ministri e di quelli relativi alle attribuzioni di cui all'articolo 5 della legge 23 agosto 1988, n. 400;

DECRETA

ART. 1

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

Il presente decreto è trasmesso ai competenti organi per il controllo.

Roma,

p. IL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
IL SOTTOSEGRETARIO
Alfredo Mantovano

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN - Doc. firmato digitalmente da: MANTOVANO ALFREDO

3

Ministero dello Sviluppo Economico
AOO_Energia
Struttura: DGS-UNMIG
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0016860 - 11/07/2017 - INGRESSO

Ministero dello Sviluppo Economico

GABINETTO DEL MINISTRO

Ministero dello Sviluppo Economico
Uffici diretta collaborazione del Ministro
Struttura: UDCM_GAB
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0016491 - 07/07/2017 - USCITA

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

C.A. ING. FRANCO TERLIZZESE
DIRETTORE GENERALE

SEDE

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

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

IL DIRETTORE DI GABINETTO
(Barbara Luiti)

Via Veneto, 33- 00187 Roma
tel. +39 06 42043 4562 – fax +39 06 47887798
e-mail segreteria.capogabinetto@mise.gov.it
www.sviluppoeconomico.gov.it

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Ministero dello Sviluppo Economico

Il MINISTRO

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

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

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

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

SENTITE le associazioni sindacali di settore maggiormente rappresentative

Articolo 1

(Finalità)

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

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

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Articolo 2

(Rappresentanza)

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

Articolo 3

(Oggetto di consultazione tripartita)

1. Sono oggetto di consultazione tripartita la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi, l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione, il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.
2. Possono essere oggetto di consultazione tripartita su richiesta del Comitato, dell'operatore o del rappresentante dei lavoratori:
   a. la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19, comma 1, e allegato 1 paragrafo 8, del D.Lgs. 145/15 relativamente all'impegno dell'operatore a favorire i meccanismi di consultazione;
   b. le comunicazioni di cui agli articoli 11, comma 1, lettera c), h) e i) e comma 3 e 5, 15 comma 1, e 16 comma 1, del D.Lgs. 145/2015.
3. La consultazione può avere luogo anche per la definizione di progetti specifici su materie oggetto di accordo tripartito e può essere richiesta da uno qualsiasi dei soggetti interessati, purché venga fatta richiesta al Comitato di avviare la fase di consultazione secondo gli ordinari criteri fissati dall'accordo di consultazione.

Articolo 4

(Modalità per la stipula dell'accordo)

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

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

Articolo 5

(Modalità di consultazione)

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

Articolo 6

(Disposizioni transitorie e finali)

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

Articolo 7

(Invarianza finanziaria)

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

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

– 5 LUG. 2017

Il Ministro

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

CONTRIBUTION FROM ITALY

Ezio MESINI

President of the Committee for safety of offshore operations

MEETING OF THE EUROPEAN UNION OFFSHORE AUTHORITIES GROUP (EUOAG) 12 March 2025

In preparation for the discussion during the Meeting, please consider the following contribution from ITALY. In particular, 3 relevant issues emerge in terms of: (1) Decommissioning; (2) Carbon Capture Storage; (3) Suggestions for Directive revision.

1- DECOMMISSIONING

The legal reference is the *"Ministerial Decree of 15 February 2019 - National guidelines for the mining decommissioning of offshore hydrocarbon platforms and related infrastructures"*

As far as the mining decommissioning of Italian marine platforms in concerned, for the year 2024, the update to the list of platforms in decommissioning mining was published with the Ministerial Note of 28 June 2024 (https://unmig.mase.gov.it/comunicato-ministeriale-28-giugno-2024/ which is reported below:

List of rigs in mining decommissioning – 2024
For the decommissioning of offshore platforms and related infrastructures, the Decree of 15 February 2019 adopted by the Minister of Economic Development, in agreement with the Minister of the Environment and Protection of Land and Sea and the Minister for Heritage and Act, published in the Official Gazette General Series no. 57 of 8 March 2019, containing "National guidelines for the mining decommissioning of platforms for the production of hydrocarbons at sea and related infrastructures". These Guidelines establish the procedures, including the times and methods to be followed, for the decommissioning of mines or for the possible reuse of platforms and related infrastructures already used for extraction from depleted hydrocarbon deposits or in any case not usable, or not likely to ensure further production in commercial quantities under mining concessions. Art. 5 of the Guidelines provides, specifically, in paragraph 1 that "companies holding mining concessions shall communicate by 31 March of each year the list of platforms whose wells have been authorized to close mining and which they do not intend to use further for mining activities [...]". The DGFTA of Ministry of the Environment and Energy Security Environmental Ministry (MASE), after obtaining a technical opinion issued by the competent UNMIG Sections, assesses whether the list received includes platforms and related infrastructures whose structural and plant conditions may allow reuse, and, having obtained the opinions of the competent Offices of the MASE and the Ministry of Culture for the aspects of their respective competence, publishes on the BUIG and on its website, by 30 June of each year, the list of platforms and related infrastructures in mining decommissioning that must be removed according to the procedures set out in the same Guidelines. The aforementioned list also indicates, without prejudice to the assessments of the competent offices of the MASE and the Ministry of Culture, the platforms and related infrastructures which, following the required verification, can be reused.

That said, it should be noted that in the latest List of platforms and infrastructures to be removed without the possibility of reuse, updated in the BUIG – Official Bulletin of Hydrocarbons and Georesources – Year LXVIII No. 5 – 31 May 2024, there are the ADA 2, ADA 3, ADA 4, AZALEA A, FABRIZIA 1, JOLE 1, PC 73, ARMIDA 1, REGINA 1 and VIVIANA 1 platforms, while in the List of platforms and infrastructures to be decommissioned but with the possibility of reuse for purposes other than mining and hydrocarbon extraction, there are no platforms.

In addition, there are some platforms in which the mining company has been authorized for well mining closure, in the following platforms: PORTO CORSINI MARE SUD 1, PORTO CORSINI MARE SUD 2, ANTARES 1 and DIANA platform (pertaining to the A.C29. EA).

LIST OF PLATFORMS AND INFRASTRUCTURES TO BE DECOMMISSIONED IN MINING - Updated on 30 June 2024

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Part a) – List of platforms and infrastructures to be removed without the possibility of reuse

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 2	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183634 N 12,591285 E	Monotubolare	Presentato
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato
ADA 4	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183561 N 12,590910 E	Monotubolare	Presentato
AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A. (r.u.)	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	Presentato
FABRIZIA 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,041377 N 14,001140 E	Monotubolare	Presentato
JOLE 1	B.C21.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	43,040959 N 13,926435 E	Monotubolare	Presentato
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	Presentato
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	Presentato
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A. (r.u.)	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	Presentato
VIVIANA 1	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,656430 N 14,155021 E	Monotubolare	Presentato
ANTARES 1	A.C30.EA	Eni S.p.A.	44,395350 N 12,443720 E	Monotubolare	30/4/2025

Part b) – List of platforms and infrastructures to be decommissioned mining but with the possibility of reuse for purposes other than mining and hydrocarbon extraction

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione istanza di riutilizzo
PORTO CORSINI MARE SUD 1	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,348645 N 12,588894 E	Monotubolare	30/6/2025
PORTO CORSINI MARE SUD 2	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,368498 N 12,576432 E	Monotubolare	30/6/2025
DIANA	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,441400 N 12,425767 E	Cluster di tre monotubolari	30/6/2025

.For further information, please refer to the website:

https://unmig.mase.gov.it/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine/

2 - CARBON CAPTURE STORAGE

2.1 - CCS Ravenna Project.

With the Ministerial Decree of 26 January 2023 (published in the Official Bulletin of Hydrocarbons and Georesources – BUIG Year LXVII n.1 – 31 January 2023), has been approved a project aimed at ***carrying out an experimental geological storage program of carbon dioxide (CO2).*** The project, proposed by the Company ENI S.p.A., is called "**CCS Ravenna Phase 1**" and will be performed in the storage complex identified by the depleted level PL2-C of the Porto Corsini Mare Ovest (PCMW).

The same Ministerial Decree, in art. Article 3, paragraph 1, letter c, provides that the proposing Company is required to "*comply with the requirements and/or recommendations given in the context of the opinions of the Administrations and/or Bodies concerned expressed during the single authorisation procedure*".

In particular, the opinion prepared by the National Committee for the management of Directive 2003/87/EC and for support in the management of the project activities of the Kyoto Protocol ("ETS Committee"), as revised following the amendments requested by ENI S.p.A., prescribes, among other things, that the monitoring of microseismicity be carried out "*... according to the requirements of the Addresses and Guidelines for the monitoring of seismicity, ground deformation and pore pressures in the context of human activities", with particular reference to the provisions of Chapter 9 of the same guidelines and to include, on an experimental basis, data from the DAS optical fiber among those of microseismic monitoring...*", and that the monitoring of ground deformations is also carried out through the installation of two new stations GNSS, in the offshore part, on platforms suitable for its installation and of "*... two new GNSS stations (+ SAR corner reflector) within the extended domain, onshore part*".

The same Ministerial Decree, in art. Article 1 (*Approval of the programme and issuance of authorisation*) establishes that:

……..the project aimed at carrying out an experimental program of geological storage of carbon dioxide (CO2) called "CCS Ravenna Phase 1" is approved. for a volume of 25,000 t/y and injection duration of a

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

maximum of two years - therefore less than 100,000 tons - in the storage complex identified by the exhausted level PL2-C of the Porto Corsini Mare Ovest (PCMW) field - called "PCMW CCS".....
The authorization has a duration of 3 years from the date of this decree; By the expiry date of the authorisation, the authorised party may request an extension for a further maximum period of 2 years, documenting the operations carried out.
Summary of the first Italian CCS project: Italian first project for the capture and storage of carbon dioxide, performed in Ravenna is operated by Eni. In particular, in September 2024, CO2 injection activities began in the field relating to phase 1 of Ravenna CCS, carried out "for exclusively environmental purposes to contribute to the decarbonisation of industrial sectors", the insiders announced in a note. Phase 1, in detail, aims to capture, transport and store the CO2 emitted by Eni's Casalborsetti natural gas treatment plant, estimated at 25,000 tons per year. Once captured, the carbon dioxide is transported, through pipelines previously used for the transport of natural gas and suitably converted, to the offshore platform of Porto Corsini Mare Ovest, to be finally injected into the depleted gas field of the same name where it is permanently stored at a depth of 3,000 meters. The project, Eni and Snam further explain, "is guaranteeing a level of abatement of more than 90%, and with peaks of up to 96%, of the CO2 leaving the chimney of the plant with a carbon concentration of less than 3% and at atmospheric pressure, the most severe conditions to date found from an industrial point of view". This performance makes Ravenna CCS "the first industrial-scale project in the world with such capture efficiency". Another distinctive element is the power supply of the capture plant of the Casalborsetti plant with electricity from renewable sources, with the result of "avoiding further CO2 emissions". In the coming years, in correspondence with Phase 2, the development of Ravenna CCS on an industrial scale is also planned, which plans to "store up to 4 million tons per year by 2030, in line with the objectives defined by the Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC). To this end, the Joint Venture will initiate all the necessary procedures to obtain the permits in accordance with the regulatory framework and in collaboration with the authorities, stakeholders and in particular with the territory". Thanks to the total storage capacity of the depleted gas fields in the Adriatic, the volumes captured and to be stored underground will be able to reach 16 million tons per year based on market demand. In this way, "the Ravenna project is a candidate to become the Italian hub for the decarbonization of energy-intensive and hard-to-abate industries, representing a fundamental contribution to achieving climate goals and carbon neutrality by 2050. In addition, the project will provide a concrete and effective solution to support the competitiveness of Italian industrial activities, including the energy-intensive sectors of the Emilia-Romagna districts", preserving, it is specified, "the current employment levels and at the same time generating new highly specialized jobs through the supply chain linked to the implementation of the project".

2.2 - CCS COMMITTEE within the Emission Trading System (ETS).
The Committee derives its origin from Art. 8 of Legislative Decree 89/2024 amended art. 4 of Legislative Decree no. 162 of 14 September 2011 on "Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, as well as from subsequent amendments. In fact, the previous Article 4 provided that the specific tasks in the field of CCS were to be carried out by the ETS Committee referred to in Legislative Decree No. 47 of 9 June 2020, supplemented with the appointment of three members who are experts in the CCS field and a technical secretariat; the current art. 4, as rewritten by art. 8 of Legislative Decree 89/2024, on the other hand, provides that, for the same tasks, due to the high degree of specialization of the subjects covered, an *ad hoc CCS Committee is established, as an autonomous collegial body separate from the ETS Committee, composed of people with high professional qualification and proven experience in the CCS sector, who are not in situations of conflict of interest*. This body is composed of 5 members: three from the Ministry of the Environment and Energy Security with a leading role (by virtue of the appointment of the president and vice-president), one from ISPRA by virtue of the considerable environmental technical expertise in the field, and one from the Unified Conference for the appropriate participation of regional bodies as well.

3 – SUGGESTIONS FOR DIRECTICE REVISION

3.1 – CCS.
Previously the CCS project in Ravenna was illustrated. One possible aspect that should be taken into account when revising the Directive is

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

just the **injection of carbon dioxide in hydrocarbon reservoirs**. It is well known that Directive 30/2013 EU does not refer to carbon dioxide, but refers only to hydrocarbon fluid. The changes envisaged, as part of the current energy transition, aimed at storing carbon dioxide sequestered on-shore in the field (through plants that are still in production), or reusing the fields for the temporary storage of natural gas or gas mixtures (e.g., blends of natural gas and hydrogen) are also to be considered SUBSTANTIAL changes as they introduce new substances and significantly change the operation of the production plant (well and surface infrastructures). As part of the assessment, it will be appropriate to consider the possible laying of new subsea pipelines for the transport of fluids to and from land and/or to verify the adequacy of the lines in the case of reuse of existing lines to verify their compatibility with the new transported fluids.

3.2 – SECURITY.

Within the Offshore Committee, one discussed on possible intersections between aspects of **safety** and **security** and how these aspects can invest some areas of common interest.

It is well known that Directive 30/2013 EU refers, on the other hand, only to safety aspects. It was therefore hoped that during the revision of the Directive, the security of offshore platforms would also be included among the issues being updated. This would lead to a review of the assumption that, to date, the current European regulatory framework in the hydrocarbons sector and, by derivation, that of the Member State, deal only with safety. A possible extension of the Directive also to security aspects – with possible attributions to the competent authority and, therefore, to the Committee – is therefore desired, asking for a careful assessment of the implications that the extension could entail in general terms.

Review energy security framework - public consultation

Offshore Authorities Coordination Group – 12.03.2025

ENER TF.4

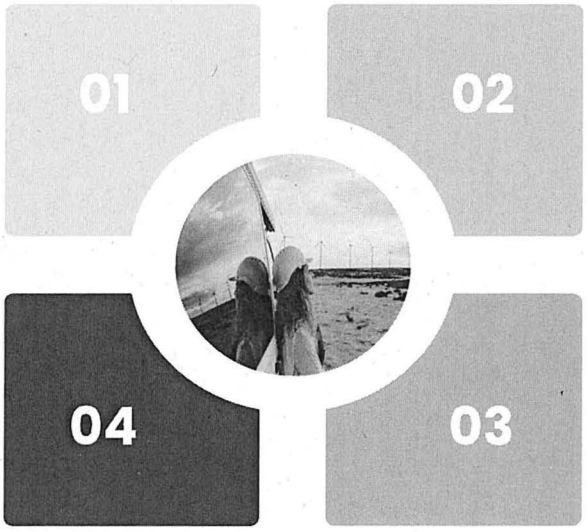
European Commission

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Context

Political context:
- Draghi & Letta reports
- Calls from Council and Parliament
- Mission letter
- Affordable energy action plan
- Strong call for simplification

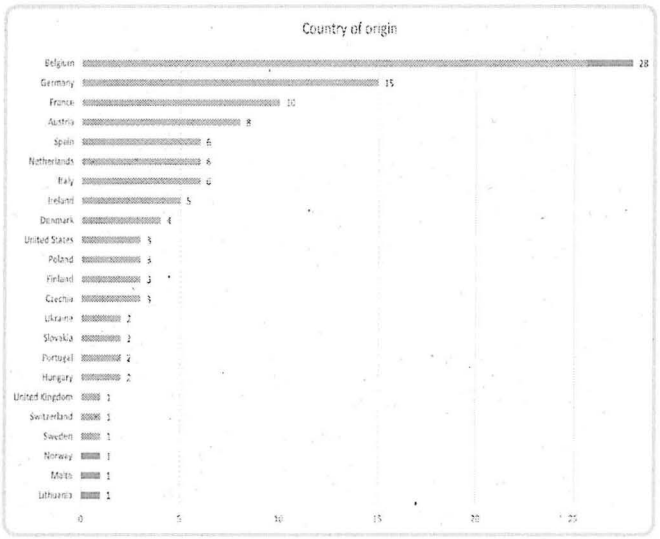
Past lessons learned:
- COVID-19
- Energy crisis
- Temporary emergency measures

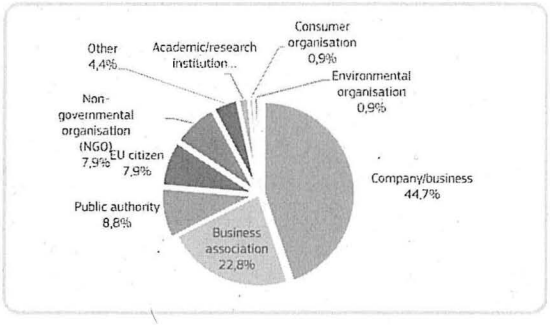


Input:
- Fitness check - *ongoing*
- Public consultation
- Review reports on Gas SoS Regulation and on emergency regulations

Ongoing and future developments:
- Decarbonisation
- Increase in electrification, decrease in gas consumption
- Sector integration
- Emerging risks (CIP, cyber, climate change)

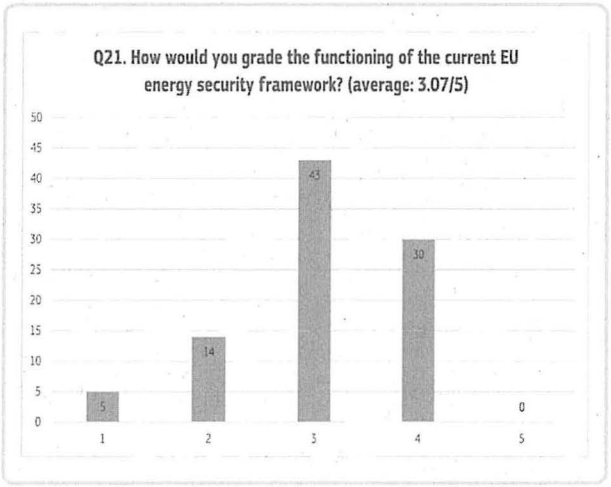
Responses public consultation

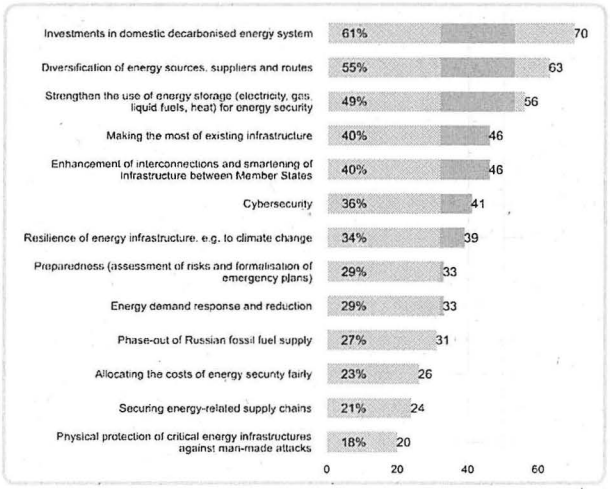




- Total of 114 responses
  - 50 respondents on electricity section
  - 71 respondents on gas section
- Participants from 23 countries

Energy security framework - grading & future priorities

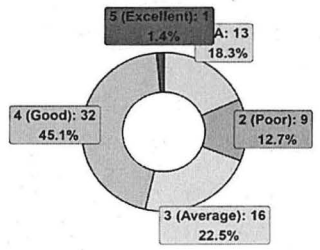




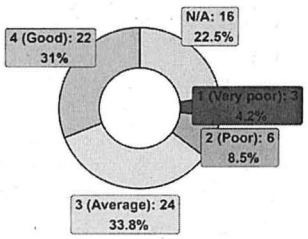
Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Gas SoS Regulation – performance on each objective

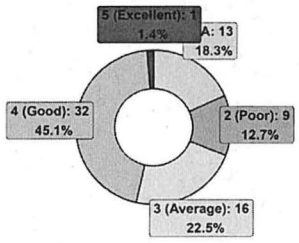
1. Enhance regional and EU-wide cooperation, including in times of supply emergencies



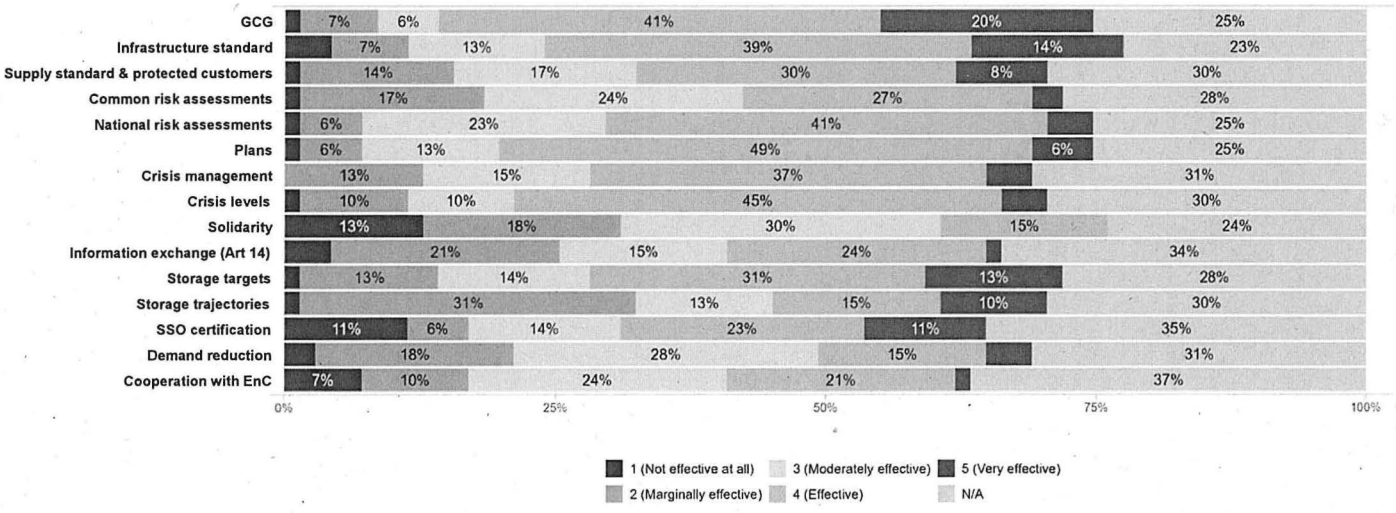
2. Ensure that all necessary measures are taken to safeguard uninterrupted gas supply, in particular to protected customers



3. Secure an adequate level of preparedness in the EU for supply disruptions, e.g. through assessing risks and sufficient infrastructure



Gas SoS provisions – effectiveness in ensuring preparedness, SoS and resilience



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Questions for the members of the EUOAG on the Offshore Safety Directive and common/best practices related to offshore infrastructure

In preparation for the discussion during the EUOAG, please consider the following guiding questions:

1. **Decommissioning/repurposing**:
   a. In your Member State, have offshore oil and gas operations started with decommissioning or repurposing of projects (using the infrastructure for renewable energy, CCS storage, grid solutions, hydrogen)? If so, please share your experience.
   b. How do the competent authorities in your Member State assess the risk of "just decommissioning" (removal of infrastructure) or repurposing of offshore oil and gas operations?
   c. Are there any minimum requirements for decommissioning of offshore oil and gas infrastructure – that could potentially be covered by the Offshore Directive? Best practices available? (DG ENER study)[1] – Q from Romania (ACROPO).

2. Competent authorities

   a. Which Member States have already or are planning to extend the competence of the competent authorities to cover, e.g. renewable energy, energy storage, carbon capture and storage? (to our knowledge: Denmark, the Netherland, Romania, Norway – interventions welcomed).
   b. Regarding Article 6.1 of the Directive[2]: What is the starting point for the competent authority to determine the capacity of the operator to meet the relevant requirements (is it when the operator submits documents or is it after spudding) – Q by Cyprus (MLSI).
   c. Regarding Article 6.8 of the Directive[3]: Regarding the tripartite committee: how do other Member States to establish the effective participation in the tripartite committee in case they don't have permanent workers or representatives? – Q from Cyprus (MLSI)
      i. Currently Cyprus has only drilling operation campaigns that run for about 120 days therefore does not have permanent workers and representatives.

3. New infrastructure

   a. Is there a need to extend the directive to cover safety of new offshore infrastructure and operations (offshore renewables, under sea electricity cables, gas pipelines)?
   b. Are there new or additional security concerns that need to be considered, e.g. physical protection or cyber security? Have the Member States started to address those?

[1] https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en

[2] Where the competent authority determines that the operator no longer has the capacity to meet the relevant requirements under this Directive, the licensing authority shall be informed.

[3] Member States shall establish a mechanism for effective participation in tripartite consultation between the competent authority, operators and owners, and worker representatives in the formulation of standards and policies dealing with major accident prevention.

EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

Directorate F – Energy Security and International Relations
F.4 - Energy security and safety

ANNUAL REPORT 2024

Incidents and safety performance (1)

- **72 incidents reported, compared to 44 in 2023**
  - **12 - 16, 67% of the total : safety and environmental critical element failure (SECE)**
  - **59 - 81.94% of the total: unintended releases of gas and/or oil**
  - **1 vessel collision**
  - **None led to the loss of life**
  - **No helicopter accidents reported**

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Incidents and safety performance (1)

- **72 incidents reported, compared to 44 in 2023**
  - **12 - 16, 67% of the total : safety and environmental critical element failure (SECE)**
  - **59 - 81.94% of the total: unintended releases of gas and/or oil**
  - **1 vessel collision**
  - **None led to the loss of life**
  - **No helicopter accidents reported**

European Commission

Incidents and safety performance (2)

- Where:
  - **The Netherlands – 45**: 40 unintended releases; 5 SECE failures
  - **Denmark – 14:** unintended releases
  - **Croatia – 8**: 5 unintended releases; 3 SECE failures
  - **Greece – 4**: SECE failures
  - **Italy – 1**: vessel collision

European Commission

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

2024 Report in a nutshell

- **324 offshore oil and gas installations**
  - Most of them in the Mediterranean Sea - 164
- **Total** offshore production (oil and gas): **16 081,591 Ktoe**
- **369 installations** inspected
- **72 incidents** reported
- **2** major accidents

European Commission

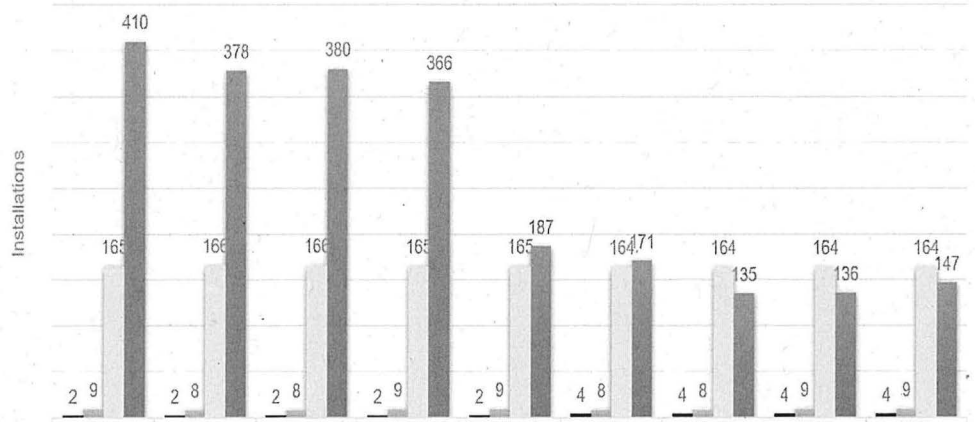
Incidents and safety performance (2)

- Where:
  - **The Netherlands – 45**: 40 unintended releases; 5 SECE failures
  - **Denmark – 14:** unintended releases
  - **Croatia – 8**: 5 unintended releases; 3 SECE failures
  - **Greece – 4**: SECE failures
  - **Italy – 1**: vessel collision

European Commission

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

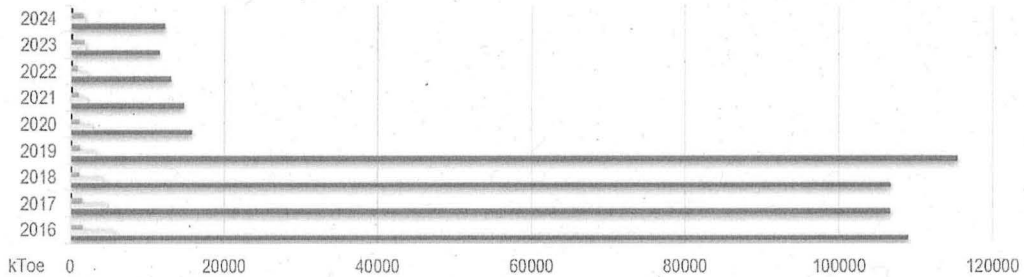
Offshore Installations from 2016 to 2024



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Baltics	2	2	2	2	2	4	4	4	4
Black Sea	9	8	8	9	9	8	8	9	9
Mediterranean	165	166	166	165	165	164	164	164	164
North Sea & Atlantic	410	378	380	366	187	171	135	136	147

European Commission

Production in kToe from 2016 to 2024



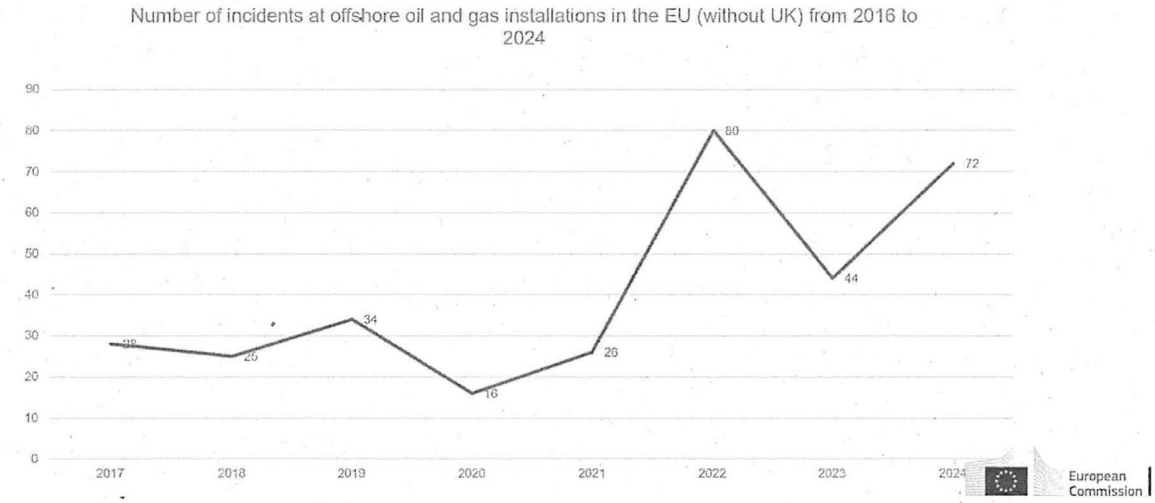
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Baltics	123	229	211	215	249	267	271	284	301
Black Sea	1559	1509	1138	1260	1179	1051	922	1786	1.709
Mediterranean	5462	4692	4139	3423	2790	2159	2069	1897	1817
North Sea & Atlantic	108932	106620	106727	115442	15733	14710	13002	11552	12.254

Baltics Black Sea Mediterranean North Sea & Atlantic

European Commission

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Incidents



Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Discussion paper
Reality check of the Directive 2013/30/EU on offshore safety

The purpose of this discussion paper is to gather feedback from stakeholders for the reality-check of the Directive 2013/30/EU on the safety of offshore oil and gas operations. Reality checks are new targeted consultations from a selection of stakeholders in given areas to identify hurdles they face when implementing EU rules and potential areas for simplification.

Directive 2013/30/EU is in place since 2013 with the objective to ensure high safety standards for offshore oil and gas operations in the EU. It requires companies to assess and manage risks of major accident, submit safety reports, and have emergency response plans before starting operations. Member States must verify operators' technical and financial capacity and enforce penalties for non-compliance. The directive also strengthens environmental protection, public transparency, and cross-border cooperation among national authorities in through the EU Offshore Authority Group (EUOAG). The Commission publishes an annual report [1] since 2016 on the safety performance of offshore oil and gas operations, in particular on the number of safety incidents and the measures taken by the Member States to prevent those and their impact on safety and security of gas and oil operations and on the environment.

The Commission carried out an evaluation of the implementation of the directive and published a report in 2020. [2] The report concluded that the directive had significantly improved offshore safety across the EU and that it led to better risk management practices, more robust emergency preparedness, and enhanced transparency through public access to safety information. The cooperation among national authorities via the EUOAG was also seen as a strong point. The evaluation identified areas needing improvement, such as uneven implementation across Member States, limited resources for some national regulators, and the need for more harmonized enforcement practices. It also recommended strengthening financial liability provisions, improving data sharing on incidents and near misses, further harmonisation for decommissioning of installations and for the mutual recognition of mobile drilling installation in the EU. The *discussion paper on decommissioning and repurposing of offshore installations* includes the main findings and the conclusions of the report on decommissioning and repurposing.

At the time of the report, regulators and primary duty holders considered however that the new regulatory measures and subjective industry arrangements needed to stabilise before any further legislative developments could be considered.

In this context, we are exploring the options for further developments of the Directive: the need to cover more offshore infrastructure, including offshore wind installations and submarine cables and the associated environmental and safety risks. Additionally, the possibility for a significant number of the decommissioned installations to be repurposed, in order to cover carbon capture utilisation and storage (CCUS) and hydrogen, which are not currently within the scope of the Directive.

Given the above assessments and developments, several discussions took place to have a first round of views on a possible improvement and potential extension of the scope of the current legislation in particular at the last meeting of the EUOAG on 12 March 2025.

(1) Safety of offshore oil and gas operations

(2) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0732

Discussions with competent authorities and industry stakeholders were aimed at understanding whether there is a need to extend the scope of the directive to other offshore infrastructure (e.g. wind, solar, cables, offshore gas pipelines), the need to address new risks (e.g. cybersecurity) and the need to address decommissioning/repurposing of existing installations (e.g. for carbon capture or hydrogen installations). The discussion is summarised in the minutes of the meeting.

For the reality check of the directive, the Commission would like to gather further technical feedback on the implementation of the Directive and whether the conclusions of the evaluation performed in 2020 are still relevant. More in particular:

1. Can you provide detailed technical feedback on the implementation of EU rules applicable to offshore safety for oil and gas installations?
2. Did you identify technical or legislative obstacles when implementing the Directive, e.g. on reporting? If so, please identify the areas that could be improved in your view.
3. During the implementation of the Directive, were you confronted with some unintended consequences, e.g. undue burdens on the Member States or industry? If so, do you have any suggestions for reducing those burdens?
4. Could you provide some good practices from the implementation of the Directive, for instance for the topics identified in Q1?
5. Do you consider that the main objectives of the Directive have been achieved, and if not, do you think that an amendment to the Directive or other legal initiatives (e.g. environmental legislation, new initiative) would be appropriate?

Annex: ENER initiative on CO_2 transportation infrastructure and markets:

Call for evidence: Legislative initiative on CO_2 transportation infrastructure and markets

The Communication on the EU 2040 Climate Target[3] and its accompanying impact assessment[4] underscore the need for the EU to use carbon capture utilisation and storage (CCUS, also referred to as industrial carbon management or 'ICM') to meet its 2050 climate objectives, as a complement to the mitigation of greenhouse gas emissions.

However, the ICM value chain is still immature. There are several barriers to the development of a competitive and integrated CO_2 market in the EU. For instance, cross-border transportation of CO_2 faces regulatory and legal uncertainties, insufficient interoperability, and a lack of clarity regarding infrastructure rules, especially for interconnected non-EU countries. Additionally, the CO_2 pipeline infrastructure exhibits characteristics of a natural monopoly, and the market for CO2 storage capacity faces significant entry barriers. These challenges hinder the emergence of a competitive value chain and increase investment risks, particularly during the early stages of market development.

To address these issues, the EU proposes legislative measures aimed at fostering cross-border interoperability, establishing CO_2 standards, and removing legal uncertainties. The initiative also seeks to harmonise rules for third-party access to infrastructure, financing mechanisms, and the reuse or repurposing of existing assets for CO_2. Furthermore, it emphasizes the importance of creating a governance structure with independent regulatory oversight and an EU-wide planning mechanism to ensure cost-efficient infrastructure deployment.

The legislative proposal is expected to be finalized by Q3 2026.

The capture of CO_2 for storage (CCS), where CO_2 emissions of fossil origin are captured for permanent and safe geological storage is one part of the industrial carbon management. The Call for evidence on CO_2 infrastructure and markets does not include the possibility to capture and store CO_2 in the offshore gas and oil installations, once decommissioned.

[1] https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en

[3] COM(2024)63 final

[4] SWD(2024)63 final.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Discussion paper

"Decommissioning and repurposing of offshore installations"

Context

Decommissioning offshore oil and gas infrastructure involves permanently sealing wells to prevent hydrocarbon leaks and removing installations to restore the seabed where feasible, safe, and environmentally beneficial. It marks the final stage in an installation's lifecycle, apart from long-term environmental monitoring.

Increasingly, there is interest in repurposing offshore infrastructure for Carbon Capture and Storage (CCS). This approach reuses existing platforms, pipelines, and wells to lower project costs, reduce carbon footprints, and speed up the transition to net-zero emissions. However, it poses challenges, including ensuring asset integrity for CO_2 injection and clarifying legal and commercial liabilities, ownership, and decommissioning responsibilities.

Directive 2013/30/EU (Offshore Safety Directive) covers the full lifecycle of offshore operations, including decommissioning. However, it only requires decommissioning to be carried out safely and provides no guidance on how or when to dismantle or leave installations in place. In addition, the Directive's scope ends at decommissioning and does not address post-decommissioning monitoring or repurposing[1].

2022 Commission's study on decommissioning[2]

In 2022, the Commission published a study on the decommissioning of offshore oil and gas installations. It found that the EU lacks common rules for decommissioning, with only OSPAR partly addressing the issue. Well-sealing standards differ between countries, and long-term liability is unclear if license holders cease to exist.

The study recommends developing EU-wide principles for a harmonized legal framework, minimum common standards for well decommissioning, and long-term monitoring by Member States until stable environmental conditions are confirmed.

Current Member State practices

As regards decommissioning, in EUOAG previous consultations, the competent authorities expressed the need for minimum requirements and additional guidance on

---

[1] COM (2020)732 report on the implementation of the offshore Directive

[2] https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en

decommissioning/repurposing of installations, considering also international conventions (OSPAR – North Sea, Barcelona - Mediterranean, Bucharest – Black Sea).

Some Member States have already included CCS as a solution for repurposing, while others are planning to do so. Other Member States expanded or intend to expand the scope of their legislation to cover electricity, hydrogen and offshore grid. There are also Member States in favour of keeping the scope of the Directive limited to oil/gas offshore safety, and not to expand it to renewables. Several Member States' authorities have already expanded their competence, for covering CCS, renewables and wind farms.

The general view expressed in EUOAG so far is that any revision should not lead to regulatory inconsistencies, which could increase the regulatory burden.

Finally, any future legislation on offshore decommissioning/repurposing should be compatible with the future legal framework on CO_2 market currently being prepared and scheduled to be proposed by the Commission in Q3 2026 (see the call for evidence and public consultation: Legislative initiative on CO_2 transportation infrastructure and markets). See Annex for more details on this proposal.

Topics for discussion

The intention is to have a brainstorming session on decommissioning and repurposing of offshore oil and gas installations. To this extent, potential topics for discussion are:

1. Current shortcomings of the OSD directive on decommissioning and repurposing (environmental, financial, safety aspects).
2. Existing practices in the Member States and lessons learnt:

- In your Member State, have offshore oil and gas operations started with decommissioning or repurposing of projects (using the infrastructure for renewable energy, CCS storage, grid solutions, hydrogen)? If so, please share your experience.
- Besides Denmark, the Netherlands, Romania, Norway, Croatia, are other Member States which extended or are planning to extend the competence of the competent authorities to cover, e.g. renewable energy, energy storage, carbon capture and storage?

3. Feed-back/suggestions from the Member States and the industry on the way forward:

- Do you agree with the recommendations in this paper? Do you have any other suggestions?
- In the past, the need for additional guidelines on decommissioning was stressed by several Member States. Do you consider the provisions on decommissioning or/and repurposing of the OSD comprehensive? If not the case, is a "soft power" instrument enough or is there a need to introduce in the Directive minimum requirements, or is there a need for harmonised rules?

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

COMMISSIONE
EUROPEA

Bruxelles, 16.11.2020
COM(2020) 732 final

RELAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO E AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO

recante valutazione dell'attuazione della direttiva 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 giugno 2013, sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE

{SWD(2020) 269 final}

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Sintesi

1 INTRODUZIONE ... 3
2 CONTESTO DELL'INTERVENTO ... 3
3 METODO ... 3
4 ANALISI ... 4
4.1 Attuazione della direttiva da parte degli Stati membri ... 4
4.2 Partecipazione del pubblico alla pubblicazione di nuove zone autorizzate ... 4
4.3 Designazione dell'autorità competente ... 5
4.4 Verifica indipendente delle operazioni di sicurezza al di fuori dell'UE ... 5
4.5 Disposizioni per la partecipazione dei lavoratori alla prevenzione degli incidenti gravi, in relazione alla protezione degli informatori e ai meccanismi di consultazione tripartita ... 5
4.6 Trasparenza nella segnalazione degli incidenti – Regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti ... 5
4.7 Misure per la preparazione e la risposta alle emergenze ... 6
4.8 Disponibilità di sanzioni dissuasive per le violazioni degli obblighi ... 6
4.9 Responsabilità, domande di risarcimento e garanzie finanziarie dei produttori di idrocarburi in mare ... 7
4.9.1 Responsabilità ... 7
4.9.2 Trattamento delle domande di risarcimento ... 8
4.9.3 Attuazione da parte degli Stati membri ed efficacia della loro regolamentazione ... 9
4.10 Dismissione di impianti ... 10
4.10.1 Direttiva e dismissione ... 10
4.10.2 Convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale (convenzione Oslo-Parigi, OSPAR) ... 10
4.10.3 Conclusioni e possibili sviluppi ... 11
4.11 Riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili (MODU) ... 12
5 CONCLUSIONI E SEGUITO ... 12

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Sintesi

La direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare affronta il rischio di incidenti derivanti dalle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Essa affronta inoltre i successivi meccanismi di risposta e di recupero in caso di fallimento delle misure preventive. La direttiva riguarda principalmente, ma non esclusivamente, i 16 Stati membri in cui si svolgono le operazioni autorizzate nel settore degli idrocarburi.

La presente valutazione delle modalità di attuazione della direttiva si basa su intense discussioni con i portatori di interessi, su seminari, su un'ampia consultazione pubblica e sulle conoscenze e competenze proprie della Commissione. La valutazione è imperniata sulle disposizioni della direttiva e sulle questioni sollevate dai portatori di interessi nella fase preliminare. L'analisi dimostra che la direttiva si ispira alle migliori pratiche internazionali esistenti in materia di controllo dei rischi e ha migliorato la risposta alle possibili emergenze nel settore.

Il termine per il recepimento della direttiva da parte degli Stati membri era fissato per il mese di luglio 2015, sebbene le disposizioni transitorie per il settore siano state applicabili fino al luglio 2018. Le comunicazioni degli Stati membri sulle rispettive regolamentazioni e legislazioni nazionali indicano che la maggior parte delle misure della direttiva è in vigore. Fondamentalmente, il settore si è assunto la responsabilità dei compiti di gestione del rischio e ogni impianto in mare è oggetto di una relazione dettagliata sui rischi. Ogni Stato membro ha nominato un'autorità competente esperta dotata di ampi poteri di controllo.

La Commissione ha pubblicato tre relazioni annuali sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi a livello di Unione europea. Questi e altri dati consentono di sviluppare una base di riferimento per la sicurezza delle operazioni rispetto ai rischi, sebbene sia prematuro individuare le tendenze di questo aspetto nel settore offshore. Vi sono chiare indicazioni del fatto che gli obiettivi della direttiva si stiano rispettando attraverso il suo recepimento da parte degli Stati membri. Il settore e gli Stati membri seguono attentamente le prescrizioni, pur con alcune differenze di interpretazione. La maggior parte delle questioni aperte può essere trattata nell'ambito dei protocolli di comunicazione esistenti, ad esempio tramite il Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (EUOAG), mentre alcune altre giustificano un ulteriore esame, in particolare la responsabilità finanziaria e i meccanismi di risarcimento.

Gli Stati membri e l'industria hanno ampiamente accolto con favore l'introduzione della direttiva nel suo attuale ambito di applicazione, mentre si spinge oltre la valutazione delle organizzazioni ambientaliste non governative (ONG), che chiedono un ulteriore inasprimento di alcune misure. Tutti i portatori di interessi sottolineano la profondità e l'intensità dei cambiamenti introdotti dalla direttiva e affermano che, prima di prendere in considerazione la possibilità di modifiche legislative, occorrono più tempo e monitoraggio.

Nel complesso, sono stati individuati possibili aspetti su cui continuare a lavorare, nella fattispecie: la responsabilità e il risarcimento, il riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili nelle diverse giurisdizioni degli Stati membri e l'eliminazione delle piattaforme di produzione fisse.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

1 INTRODUZIONE

La direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare stabilisce prescrizioni minime in materia di sicurezza, protezione dell'ambiente e risposta alle emergenze in tutta l'UE. Essa è entrata in vigore il 19 luglio 2013. Gli Stati membri erano tenuti a recepirla nella legislazione e regolamentazione nazionale entro il 19 luglio 2015, mentre periodi transitori per il settore sono stati applicabili fino al 19 luglio 2018.

Tutti gli Stati membri hanno dichiarato di avere recepito la direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nella legislazione nazionale. La Commissione ha effettuato una verifica delle misure legislative nazionali degli Stati membri al fine di valutare la completezza del recepimento.

2 CONTESTO DELL'INTERVENTO

Conformemente all'articolo 40 della direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare, la Commissione, tenendo debitamente conto degli sforzi e delle esperienze delle autorità competenti, deve valutare l'esperienza dell'attuazione della direttiva. La Commissione deve valutare se la direttiva, così com'è recepita dagli Stati membri, ha raggiunto gli obiettivi di garantire operazioni sicure ed evitare incidenti gravi o incidenti in numero eccessivo. Essa è tenuta poi a presentare al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione contenente i risultati di tale valutazione.

Prendendo come riferimento gli obiettivi della direttiva, in particolare la definizione di livelli adeguati di sicurezza per le operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e la protezione dell'ambiente, la Commissione ha verificato se:

- sono stati raggiunti gli obiettivi principali della direttiva e, in caso contrario, se sia opportuno modificarla o prendere altre iniziative giuridiche;
- vi sono eventuali lacune da colmare nella legislazione per migliorare il livello di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi;
- alcune disposizioni della direttiva impongono oneri eccessivi agli Stati membri o all'industria e se si debba prendere in considerazione la possibilità di eliminarle;
- la direttiva ha armonizzato in misura sufficiente l'assetto normativo e il livello di sicurezza delle operazioni in mare dell'UE, in proporzione ai livelli di attività degli Stati membri;
- la direttiva è efficace, efficiente, coerente, pertinente e apporta all'UE un valore aggiunto sufficiente.

3 METODO

La Commissione ha effettuato la sua analisi utilizzando un'ampia gamma di canali di informazione, chiedendo sia agli esperti sia al grande pubblico di contribuire alla base di conoscenze, al fine di raccogliere la molteplicità delle esperienze. Per quanto riguarda gli esperti, la Commissione si è avvalsa dell'EUOAG, istituito con una decisione della Commissione[1]. Le autorità competenti degli Stati membri rappresentate nell'EUOAG

[1] Decisione della Commissione, del 19 gennaio 2012, relativa all'istituzione del Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (GU C 18 del 21.1.2012, pag. 8).

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

svolgono il controllo regolamentare delle attività in mare nel settore degli idrocarburi e delle relative questioni strategiche.

Per completare la base di conoscenze la Commissione ha svolto un'ampia consultazione pubblica a partire da un questionario esaustivo, che copriva sia la direttiva sia il regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti[2]. Tutti i portatori di interessi, ivi compresi le imprese e gli enti pubblici, sono stati invitati a presentare osservazioni e commenti. Gli Stati membri e le associazioni industriali hanno condiviso dati dettagliati con la Commissione e le ONG hanno contribuito attivamente alle discussioni.

La Commissione ha preso atto delle esperienze degli Stati membri nel recepimento della direttiva, nella fattispecie l'esperienza delle autorità competenti nel farne rispettare le disposizioni e quella dei proprietari e degli operatori di impianti in mare nello svolgere le loro attività all'interno dei quadri giuridici nazionali.

La presente relazione sintetizza le principali conclusioni tratte dalla Commissione e si concentra sui possibili aspetti cui dare seguito. È accompagnata da un documento di lavoro dei servizi della Commissione (SWD) che guiderà il lettore in modo sistematico attraverso la valutazione degli articoli della direttiva. Alcune aree menzionate in appresso possono essere ulteriormente approfondite per verificare l'opportunità di apportare in futuro modifiche o nuove disposizioni alla legislazione.

4 ANALISI

4.1 Attuazione della direttiva da parte degli Stati membri

La valutazione della Commissione ha dimostrato che la qualità globale e il livello di completezza dell'attuazione della direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nell'Unione europea sono soddisfacenti, nonostante l'integrità e la qualità dell'attuazione varino notevolmente da uno Stato membro all'altro. Gli Stati membri hanno adottato approcci diversi per l'attuazione della direttiva. La presente relazione si sofferma soprattutto sugli articoli della direttiva che hanno il maggiore impatto sulla sicurezza delle operazioni in mare. Il documento di lavoro dei servizi della Commissione che accompagna la presente relazione fornisce ulteriori dettagli sulla valutazione delle modalità di attuazione di ciascuno degli articoli della direttiva da parte degli Stati membri.

4.2 Partecipazione del pubblico alla pubblicazione di nuove zone autorizzate

La Commissione propone che gli Stati membri pubblichino degli orientamenti per facilitare e incoraggiare la partecipazione del pubblico alle consultazioni. Le disposizioni adottate dagli Stati membri dovrebbero garantire che i soggetti consultati possano essere sicuri che le loro opinioni siano opportunamente prese in considerazione nel processo decisionale. La Commissione conclude che le disposizioni della direttiva intese a incoraggiare la consultazione pubblica sono adeguate e sufficienti.

[2] Regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione (GU L 302 del 22.10.2014, pag. 1).

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

4.3 Designazione dell'autorità competente

Le misure previste dalla direttiva sulla designazione di un'autorità competente sono apparentemente appropriate allo scopo perseguito. Tuttavia, non è chiaro se in tutti gli Stati membri tali autorità abbiano raggiunto in misura sufficiente e adeguata l'indipendenza dagli interessi economici di altri servizi delle amministrazioni pubbliche. Data l'importanza della sicurezza e della protezione dell'ambiente nella gestione dello spazio marino, l'indipendenza di giudizio delle autorità competenti per le operazioni in mare è una questione di interesse pubblico.

4.4 Verifica indipendente delle operazioni di sicurezza al di fuori dell'UE

Sembra che non sia necessaria alcuna modifica delle disposizioni della direttiva relative alla verifica indipendente degli impianti e dei pozzi attuate dagli Stati membri. Per mettere a punto le migliori pratiche sarebbe utile riunire tutti gli orientamenti disponibili dell'industria e delle autorità di regolamentazione e diffonderli tramite l'EUOAG.

La Commissione conclude che i requisiti stabiliti nelle disposizioni relative alle operazioni di sicurezza al di fuori dell'UE sono adeguati. Tuttavia, garantire l'applicazione coerente delle norme di sicurezza da parte degli operatori con sede nell'UE nelle loro attività all'estero rimane un argomento sul quale collaborare con gli Stati membri. Gli Stati membri possono valutare la possibilità di esaminare i meccanismi che utilizzano per verificare l'efficacia degli operatori nella gestione della sicurezza di tutte le loro operazioni a livello mondiale.

4.5 Disposizioni per la partecipazione dei lavoratori alla prevenzione degli incidenti gravi, in relazione alla protezione degli informatori e ai meccanismi di consultazione tripartita

Il funzionamento dei meccanismi per garantire la riservatezza delle segnalazioni è appropriato, nella misura in cui questi consentono ai lavoratori di contattare direttamente l'autorità competente della loro zona con più facilità. Non si propongono modifiche delle disposizioni, sebbene sia auspicabile che le autorità competenti e l'EUOAG rimangano ricettivi ai consigli dei sindacati e di altri rappresentanti dei lavoratori sul funzionamento delle disposizioni in tutta l'UE.

La Commissione rileva altresì che vi è un notevole sostegno alle misure relative alla consultazione tripartita e che si sta sviluppando una cultura tripartita. La Commissione non ritiene necessario apportare modifiche al riguardo.

4.6 Trasparenza nella segnalazione degli incidenti – Regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti

Sulla base della direttiva, la Commissione ha pubblicato un atto delegato, il regolamento di esecuzione sulla segnalazione degli incidenti, che riguarda sia la segnalazione a cura di operatori e proprietari alle autorità competenti degli Stati membri sia la segnalazione da parte delle autorità competenti alla Commissione e al pubblico. Questo sistema obbliga

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

rigorosamente tutti gli attori, i soggetti obbligati, gli Stati membri e la Commissione a raccogliere tutti i casi che possono essere considerati incidenti nelle acque dell'UE (compresi i quasi incidenti).

A seguito della pubblicazione delle relazioni per il 2016, 2017 e 2018, la Commissione ritiene che questo sistema unionale di segnalazione degli incidenti rappresenti un progresso significativo nella trasparenza del settore in una prospettiva mondiale. Come negli anni precedenti, anche nel 2018 non sono stati segnalati incidenti mortali; si sono tuttavia verificati 10 infortuni e 17 infortuni gravi. Secondo le relazioni delle autorità competenti, il numero di incidenti è aumentato significativamente nel Regno Unito, un dato che richiede un'analisi approfondita delle cause e l'adozione di misure di follow-up da parte dell'autorità competente. La Commissione cercherà di cooperare con il Regno Unito al fine di riportare il livello della sicurezza a quello degli ultimi anni.

Tutti i soggetti devono continuare a garantire l'efficacia del sistema, vale a dire una rendicontazione completa, tempestiva e accurata. La tassonomia utilizzata appare attualmente adeguata. L'EUOAG monitorerà il sistema, fungerà da interlocutore con la società civile e garantirà gli adeguamenti del sistema nel tempo in linea con i nuovi sviluppi tecnologici. Nel caso in cui i portatori di interessi possano giustificare la necessità di tali revisioni, l'EUOAG e la Commissione dovrebbero esserne informate.

4.7 Misure per la preparazione e la risposta alle emergenze

I requisiti dei piani interni di risposta alle emergenze degli operatori e dei proprietari sembrano funzionare come previsto. La Commissione non propone alcuna modifica delle attuali disposizioni. Si prevede che le autorità di regolamentazione e le parti sociali raccomanderanno delle esercitazioni più vaste, comprensive di aspetti transfrontalieri, oltre a collaudare le misure già adottate. Le autorità di regolamentazione competenti negli Stati membri esamineranno con attenzione l'efficacia dei piani di risposta alle emergenze di ciascun impianto.

La Commissione ha iniziato a valutare la conformità dei piani nazionali di risposta alle emergenze con la direttiva, nonché ad aiutare gli Stati membri a migliorare e aggiornare i rispettivi piani esterni di risposta alle emergenze. Si prevede di incoraggiare esercitazioni transfrontaliere tra paesi confinanti che si affacciano sul mare.

Sarebbe utile che la Commissione e l'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) valutassero le esercitazioni negli Stati membri al fine di fornire una base regionale rappresentativa per verificare l'efficacia della cooperazione transfrontaliera.

4.8 Disponibilità di sanzioni dissuasive per le violazioni degli obblighi

La Commissione rileva che gli Stati membri applicano molti approcci diversi al perseguimento dei reati e delle violazioni degli obblighi. Non vi sono raccomandazioni a considerare l'introduzione di modifiche alla direttiva per quanto riguarda la politica e la procedura civile e penale.

Gli Stati membri dovrebbero tuttavia valutare l'opportunità di sviluppare politiche finalizzate a innalzare il livello delle sanzioni pecuniarie in caso di violazione degli obblighi. Ciò al fine di garantire che le sanzioni siano adeguate in termini di interesse

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

pubblico e delle potenziali conseguenze di un incidente grave nelle acque dell'UE, indipendentemente dal livello di aggravamento dell'incidente.

A norma della direttiva, le autorità competenti per il rilascio di licenze hanno già l'obbligo di tenere conto delle prestazioni dei richiedenti per quanto riguarda la prevenzione di incidenti gravi. Sebbene la Commissione apprezzi il fatto che negli ultimi tempi non si siano verificati incidenti disastrosi, le autorità competenti sono invitate, conformemente alla direttiva, a fornire consulenza specialistica indipendente in tutti i cicli di concessione di licenze.

4.9 Responsabilità, domande di risarcimento e garanzie finanziarie dei produttori di idrocarburi in mare

4.9.1 **Responsabilità**

L'articolo 39 della direttiva impone alla Commissione di elaborare relazioni da presentare al Parlamento europeo e al Consiglio sulla responsabilità, sulle domande di risarcimento dopo gli incidenti, sulle garanzie finanziarie dei licenziatari che operano in mare e sull'utilità dell'applicazione del diritto penale. Nel 2015 la Commissione ha presentato tali relazioni accompagnate da un documento di lavoro dei suoi servizi contenente un'analisi approfondita, in applicazione della direttiva.

A fine 2016, tenuto conto delle relazioni della Commissione, il Parlamento europeo ha adottato una risoluzione[3] relativa a questi temi. Chiedendo un'analisi approfondita supplementare in vista di una possibile nuova legislazione, il Parlamento europeo ha avviato l'esame di diversi aspetti della responsabilità, che riteneva disciplinata in modo contraddittorio a livello di UE.

Con riferimento agli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 40, il Parlamento europeo ha chiesto che la Commissione, nell'elaborare la sua relazione sull'attuazione della direttiva, prenda in considerazione le proposte e i suggerimenti contenuti nella sua risoluzione. La Commissione ha espresso il suo accordo e presenta qui di seguito gli aspetti chiave.

La regolamentazione e la legislazione in materia di responsabilità variano notevolmente tra gli Stati membri, rispecchiandone le differenze negli sviluppi culturali e storici. Le disposizioni in materia di responsabilità possono avere effetti e costi potenziali notevoli a seguito di un incidente, influendo sul funzionamento delle imprese in diverse giurisdizioni. In generale, nel recepire la direttiva gli Stati membri non hanno incluso disposizioni specifiche in materia di responsabilità, garanzie finanziarie e domande di risarcimento. Sembra che tali materie siano di norma disciplinate da disposizioni di diritto civile di applicazione più ampia.

[3] Responsabilità, risarcimento e garanzie finanziarie per operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Risoluzione del Parlamento europeo dell'1 dicembre 2016 sulla responsabilità, il risarcimento e le garanzie finanziarie per le operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (2015/2352 (INI)) (GU C 224 del 27.6.2018, pag. 157).

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Occorre distinguere tra regimi di responsabilità oggettiva e regimi di responsabilità per colpa (o dolo). La responsabilità oggettiva implica che la parte responsabile identificata può essere tenuta al pagamento di risarcimenti pur avendo applicato tutte le norme e misure di sicurezza. La responsabilità per colpa, tuttavia, può comportare un risarcimento pecuniario soltanto nel caso in cui un incidente sia causato da grave negligenza o dolo.

Le norme degli Stati membri sulla responsabilità e sul pagamento dei risarcimenti scaturiscono da principi diversi e possono comportare oneri molto diversi per gli operatori e i proprietari di impianti in mare.

Quadro generale:

- possono essere di applicazione norme specifiche per gli impianti in mare, norme specifiche per il settore o norme generali;
- alcuni Stati membri non hanno emanato leggi chiare in materia di responsabilità, che in tal caso è soggetta alle sentenze dei tribunali nazionali.

Caratteristiche specifiche:

- responsabilità del licenziatario, come prescritto dalla direttiva. La maggior parte degli Stati membri (sebbene non tutti) ha recepito questa disposizione essenziale;
- responsabilità oggettiva vs responsabilità per colpa. Alcuni Stati membri hanno stabilito una responsabilità per colpa, con l'onere della prova in capo al convenuto (ad esempio, il proprietario dell'impianto in mare nel settore degli idrocarburi) o al ricorrente (ad esempio, il governo che esige la pulizia dell'acqua e delle spiagge);
- nella maggior parte degli Stati membri, l'impresa responsabile di un incidente è tenuta a pagare un risarcimento per l'inquinamento ambientale, oltre al risarcimento per lesioni corporali e danni materiali;
- in alcuni Stati membri può essere applicabile anche un risarcimento per le perdite puramente economiche (ad esempio, per i pescatori);
- in certi Stati membri il risarcimento finanziario è dovuto solo per le lesioni corporali e i danni materiali.

In sintesi, i regimi applicabili variano notevolmente da uno Stato membro all'altro e ciascuno di essi si contraddistingue per una combinazione di disposizioni specifiche e uniche. Inoltre, alcune parti della direttiva sulla responsabilità e sul trattamento delle domande di risarcimento non sono sempre state recepite integralmente. Per questo motivo la Commissione ha avviato un dialogo preinfrazione con gli Stati membri interessati, prevedendo la possibilità di valutare insieme ad essi se, ad esempio, un regime uniforme sul principio della responsabilità oggettiva degli operatori e dei proprietari degli impianti che vada oltre i requisiti minimi della direttiva andrebbe a vantaggio della sicurezza delle operazioni in mare e del seguito dato agli incidenti.

4.9.2 **Trattamento delle domande di risarcimento**

A norma dell'articolo 4, paragrafo 3, punti 4 e 5, "[g]li Stati membri stabiliscono come minimo procedure per assicurare la gestione rapida e adeguata delle domande di risarcimento anche rispetto agli indennizzi per incidenti transfrontalieri. Gli Stati membri dispongono che il licenziatario mantenga una capacità sufficiente di soddisfare i suoi

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

obblighi finanziari derivanti da responsabilità per operazioni in mare nel settore degli idrocarburi".

Secondo le notifiche ricevute, pochissimi Stati membri prevedono norme specifiche per il risarcimento dei danni dovuti a incidenti negli impianti in mare. In questi Stati membri, la legislazione impone ai licenziatari di istituire una procedura che garantisca la gestione tempestiva e adeguata delle domande di risarcimento. Tale procedura è soggetta all'approvazione delle autorità competenti degli Stati membri, cui spetta pubblicare informazioni adeguate.

In molti Stati membri vige una legislazione orizzontale che assicura un rapido risarcimento dei danni causati da terzi. Nei casi in cui un incidente è dichiarato "calamità nazionale", possono applicarsi procedure più veloci. Alcuni Stati membri non prevedono norme specifiche per il risarcimento dei danni derivanti da incidenti industriali, ma dispongono di norme generali in materia di risarcimento nel codice civile.

La maggior parte degli Stati membri non ha recepito specificamente le disposizioni di cui all'articolo 4, ma applica invece norme già in vigore prima dell'adozione della medesima.

4.9.3 **Attuazione da parte degli Stati membri ed efficacia della loro regolamentazione**

Per quanto riguarda l'articolo 4, che comprende disposizioni in materia di sicurezza e considerazioni ambientali, gli Stati membri hanno avuto difficoltà a garantirne il recepimento in misura adeguata. Tuttavia, la legislazione nazionale orizzontale e la giurisprudenza emanata dai tribunali possono, in linea di massima, garantire l'effettiva applicazione delle disposizioni dell'articolo 4.

Gli Stati membri devono stabilire come minimo procedure per assicurare la gestione rapida e adeguata delle domande di risarcimento anche rispetto agli indennizzi per incidenti transfrontalieri. Poiché non si sono verificati incidenti gravi che abbiano comportato danni notevoli, attualmente la Commissione non è in grado di valutare pienamente l'efficacia dell'attuazione di questa parte dell'articolo 4.

Secondo la direttiva, nel valutare la capacità tecnica e finanziaria del richiedente licenza si deve tenere debitamente conto delle sue capacità finanziarie di coprire le responsabilità derivanti dalle operazioni in mare. Tuttavia, nonostante l'importanza di questa disposizione, 8 Stati membri su 16 con attività di prospezione o produzione non hanno recepito pienamente o correttamente il paragrafo 2 di questo articolo.

A norma dell'articolo 4, paragrafo 3, gli Stati membri sono tenuti a garantire che l'autorità competente per il rilascio delle licenze conceda una licenza solo qualora il richiedente abbia dimostrato con delle prove di aver adottato o che adotterà misure adeguate per coprire le responsabilità. Sei Stati membri non hanno recepito adeguatamente questa parte della direttiva.

Da quando, a partire dal 2016, gli Stati membri sono tenuti a comunicare alla Commissione eventuali incidenti, non si sono verificati incidenti di rilievo con conseguenti danni o inquinamento gravi in impianti in mare nel settore degli idrocarburi. Di conseguenza, non possiamo attingere né all'esperienza pratica né a esempi della

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

capacità finanziaria degli operatori/dei proprietari di gestire domande di risarcimento su larga scala e in grande mole.

Si ricorda che gli Stati membri hanno recepito in ritardo la direttiva e che i periodi transitori per l'applicazione delle norme nazionali all'industria erano validi fino al luglio 2018. Non potendo ancora misurare nella pratica l'efficacia della direttiva, è prematuro proporre eventuali iniziative giuridiche, come indicato all'articolo 40, paragrafo 2 della direttiva.

4.10 Dismissione di impianti

4.10.1 **Direttiva e dismissione**

Un regime di regolamentazione delle operazioni in mare copre l'intero ciclo di vita delle attività di esplorazione e produzione, dalla progettazione alla dismissione e all'abbandono definitivo (considerando 24 della direttiva). Di conseguenza, la direttiva si applica anche alla dismissione iniziale di un impianto.[4]

Per essere approvata, la relazione sui grandi rischi (RoMH), che dev'essere presentata da un licenziatario per l'esplorazione o la produzione di idrocarburi in mare (articoli 12 e 13 della direttiva), deve prendere in considerazione, nella gestione dei rischi, tutte le fasi pertinenti del ciclo di vita dell'impianto, tra cui l'anticipazione di tutte le situazioni prevedibili, compreso il modo in cui sarà effettuata la dismissione dell'impianto (allegato III, punto 3, lettera v), della direttiva). È opportuno quindi che l'autorità competente valuti il piano di dismissione prima di concedere l'autorizzazione per l'avvio della produzione di idrocarburi.

Quando si adotta una decisione di dismissione di un impianto di produzione fisso, si dovrebbe presentare una RoMH modificata se non è stata effettuata alcuna valutazione iniziale o se le condizioni sono cambiate. La RoMH dovrebbe contenere almeno una descrizione dei grandi rischi connessi alla dismissione dell'impianto (allegato I, punto 6, paragrafo 4, lettera b), della direttiva).

Ne consegue che la dismissione è subordinata all'approvazione delle autorità competenti, che possono esigere misure e procedure volte a garantire che sia effettuata in sicurezza. La direttiva non stabilisce invece se, in quale misura o come l'operatore/il proprietario debba eliminare la piattaforma; contempla solo i possibili aspetti di sicurezza relativi alla fine del ciclo di vita, ma non i problemi ambientali post dismissione.

4.10.2 **Convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale (convenzione Oslo-Parigi, OSPAR)**

In assenza di una normativa UE specifica per la dismissione delle piattaforme offshore, le norme OSPAR[5] forniscono un modello alle parti contraenti in sede di decisione in merito alle richieste di dismissione degli operatori/dei proprietari. Tali norme si applicano a tutti

[4] La definizione data dalla direttiva di "operazioni in mare nel settore degli idrocarburi" rafforza questa interpretazione: "operazioni in mare nel settore degli idrocarburi": tutte le attività connesse all'impianto o alle infrastrutture collegate, compresi il progetto, la pianificazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione, relative all'esplorazione e alla produzione di idrocarburi, ma a esclusione del trasporto di idrocarburi da una costa all'altra.

[5] Decisione OSPAR 98/3 sull'eliminazione degli impianti off-shore in disuso, 1998.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

gli Stati membri con operazioni in mare, ossia Spagna, Paesi Bassi, Germania, Danimarca, Regno Unito e Irlanda[6]. Le norme OSPAR possono anche servire da esempio per gli Stati membri che preparano le decisioni di autorizzazione. Tuttavia, nella convenzione OSPAR una parte contraente può chiedere una deroga all'obbligo di dismissione di un impianto. Le norme OSPAR non si applicano agli Stati membri con attività offshore nel Mar Baltico, nel Mediterraneo e nel Mar Nero[7].

4.10.3 **Conclusioni e possibili sviluppi**

A norma della direttiva, gli operatori degli impianti sono tenuti a presentare all'autorità competente una RoMH che affronti tutti gli aspetti della dismissione (ad esempio, pozzi, struttura, materiali pericolosi). L'operatore non è autorizzato a procedere con le operazioni previste fino a che l'autorità competente non abbia accettato la RoMH modificata. Prima della dismissione gli Stati membri richiedono molti altri permessi e autorizzazioni. Una volta terminate la dismissione e l'eliminazione delle strutture, la direttiva cessa di essere applicabile in quanto non vi sono attività pertinenti ai sensi della stessa. Continuano, tuttavia, a essere applicabili altre condizioni per quanto riguarda le responsabilità degli operatori, anche per le indagini sui fondali, ai sensi delle norme in materia di concessione delle licenze e di altre normative nazionali.

La direttiva tace sulla questione se una struttura fissa debba essere completamente o parzialmente eliminata e attribuisce/delega la responsabilità della valutazione e della decisione agli Stati membri. Ciò è coerente con l'obiettivo della direttiva di prevenire gli incidenti, anche quelli ambientali. È possibile, ad esempio, dimostrare che i rischi insiti nel tentativo di una rimozione completa di una struttura sono inaccettabili alla luce delle conoscenze e delle capacità tecniche attuali, o che sono significativamente più elevati dei rischi di una rimozione parziale.

La decisione sulla portata della rimozione è quindi lasciata ad altre parti del quadro giuridico degli Stati membri e la direttiva sarà applicata per garantire che i rischi di incidenti gravi siano il più possibile bassi per la metodologia prescelta.

Risulta inoltre necessaria un'ulteriore analisi per quanto riguarda la sigillatura permanente dei pozzi. È essenziale che il pubblico possa avere piena fiducia nel fatto che l'autorità competente è totalmente esente da restrizioni nell'esercizio della sua funzione di accettare le valutazioni dei rischi per l'abbandono definitivo degli impianti di produzione. Sarebbe altresì opportuno che gli Stati membri integrassero nella loro politica legislativa obblighi più trasparenti derivanti dalle convenzioni pertinenti.

---

[6] La convenzione è stata firmata e ratificata da tutte le parti contraenti delle convenzioni originarie di Oslo o Parigi (Belgio, Danimarca, Unione europea, Finlandia, Francia, Germania, Islanda, Irlanda, Paesi Bassi, Norvegia, Portogallo, Spagna, Svezia e Regno Unito) insieme al Lussemburgo e alla Svizzera.

[7] Sono in vigore altri accordi e convenzioni internazionali applicabili agli impianti in mare. I principali sono: la convenzione di Ginevra sulla piattaforma continentale del 1958, la convenzione di Basilea sul controllo dei movimenti transfrontalieri di rifiuti pericolosi e del loro smaltimento del 1989, la convenzione di Helsinki sulla protezione dell'ambiente marino nella zona del Mar Baltico del 1992 e il protocollo relativo alla protezione del Mare Mediterraneo dall'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo del mare e del suo sottosuolo del 1994.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Allo stato attuale dell'analisi, la Commissione ravvisa un potenziale valore aggiunto nel valutare l'opportunità di modificare la direttiva al fine di elaborare norme supplementari per il grado di rimozione nonché per la fase successiva alla dismissione.

4.11 Riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili (MODU)

L'industria e le autorità di regolamentazione sono sostanzialmente divise sul riconoscimento reciproco delle piattaforme di perforazione mobili, vale a dire sull'accettazione delle valutazioni dei rischi degli impianti approvate da un altro Stato membro, conformemente a quanto disposto nella direttiva, e sulle eventuali modalità. Tuttavia, finora la Commissione non è riuscita a individuare alcuna giustificazione tecnica che consenta agli Stati membri di insistere sulla necessità di effettuare una seconda valutazione approfondita entro cinque anni dall'approvazione del MODU da parte di un altro Stato membro.

Tale mancanza di riconoscimento reciproco sembra essere in contrasto con i principi del mercato unico. La Commissione continuerà a monitorare la situazione. Sarebbe utile che gli Stati membri interessati fornissero uno studio tecnico e giuridico per dimostrare la validità dei rispettivi argomenti. Le imprese del settore dovrebbero anche fornire esempi chiari di casi in cui, a loro avviso, sono stati imposti oneri amministrativi superflui.

5 CONCLUSIONI E SEGUITO

L'analisi della Commissione ha dimostrato i punti forti e i punti deboli della direttiva come recepita dagli Stati membri e utilizzata nella pratica. I risultati sono stati in larga parte positivi. I benefici potenziali, in termini di incidenti evitati, superano ampiamente i costi di attuazione e gli adeguamenti necessari negli impianti in mare.

La relazione sulle esperienze di attuazione della direttiva copre il periodo compreso tra la data in cui gli Stati membri hanno recepito la direttiva e la fine delle disposizioni transitorie per il settore. Dalla valutazione risulta che sia la direttiva sia la legislazione di attuazione degli Stati membri disciplinano adeguatamente la sicurezza in mare. La direttiva ha chiaramente migliorato la sicurezza delle operazioni in mare, non soltanto nell'Unione europea ma anche in altre parti del mondo, attraverso la politica e la cultura globale in materia di sicurezza delle imprese dell'UE.

Al contempo, la direttiva ha armonizzato le norme negli Stati membri e ha creato condizioni di parità in tutta l'Unione. Secondo le consultazioni con gli Stati membri e i portatori di interessi, la direttiva affronta in modo chiaro e strutturato tutti i pertinenti aspetti della sicurezza per prevenire gli incidenti e i mezzi per mitigarli. Sulla base della direttiva recepita, gli Stati membri hanno aperto canali di comunicazione diretta su tutti gli aspetti attinenti alla sicurezza; essi effettuano anche riesami periodici tra pari, ad esempio tramite l'EUOAG, e condividono le migliori pratiche. Sia gli Stati membri sia i portatori di interessi hanno espresso soddisfazione per l'efficacia della direttiva, che è divenuta applicabile nella sua totalità all'intero settore offshore dal 19 luglio 2018.

Secondo il Green Deal europeo tutte le azioni e le politiche dell'Unione europea dovrebbero convergere in modo che l'Unione possa realizzare una transizione adeguata e giusta verso un futuro sostenibile. Le sue iniziative devono essere attuate nel modo più efficace e meno oneroso e tutte le altre iniziative dell'UE devono tenere fede al principio

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

verde del "non nuocere". La direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare contribuisce al raggiungimento di questi obiettivi.

La presente valutazione ha analizzato il modo in cui gli Stati membri hanno recepito la direttiva e ha tratto conclusioni sui punti forti e su quelli deboli, sui possibili sviluppi e sulle sfide di questo processo. Nel complesso la qualità del recepimento è adeguata, e la Commissione darà seguito alle questioni in sospeso con i singoli Stati membri[8].

Nella sua forma attuale, la direttiva non sempre può garantire una prevenzione efficace degli incidenti al di fuori dell'UE. Le ONG ambientaliste hanno espresso il parere che, sebbene l'esperienza dell'attuazione sia positiva, sarebbero necessari una maggiore protezione dell'ambiente e meccanismi di responsabilità finanziaria più rigorosi. Le autorità di regolamentazione e i principali soggetti obbligati ritengono che le nuove misure regolamentari e le disposizioni di carattere soggettivo del settore debbano stabilizzarsi prima di poter prendere in considerazione ulteriori sviluppi legislativi. Grazie ad altre relazioni, di carattere generale e sugli incidenti a livello di UE, sarà possibile consolidare la base di riferimento degli indicatori di prestazione e individuare le tendenze critiche dei rischi di incidenti gravi. È evidente che la strada verso una cultura della sicurezza industriale dell'UE conosce un'evoluzione positiva.

La Commissione intende dare seguito a tre ambiti:

(i) la responsabilità, le garanzie finanziarie e la gestione delle domande di risarcimento;
(ii) la dismissione degli impianti, comprese le questioni relative alla loro rimozione o permanenza in situ, e il seguito da darvi;
(iii) il riconoscimento reciproco degli impianti di perforazione mobili nell'UE.

Per quanto riguarda il seguito da dare alla responsabilità, alle garanzie finanziarie e alla gestione delle domande di risarcimento, si ravvisano due opzioni:

a. acquisire maggiore esperienza con la direttiva e analizzarla per valutare se sia necessario elaborare ulteriori norme o armonizzare maggiormente quelle esistenti a livello dell'UE;

b. effettuare ulteriori ricerche e una valutazione d'impatto sull'armonizzazione delle norme settoriali in materia di responsabilità, garanzie finanziarie e, in un contesto più ampio, gestione delle domande di risarcimento[9].

[8] Ad esempio, il livello delle sanzioni pecuniarie degli Stati membri in caso di violazione degli obblighi non sembra commisurato né alla necessità di soddisfare l'interesse pubblico né alle potenziali conseguenze di un incidente grave nelle acque dell'UE, indipendentemente dal livello di aggravamento dell'incidente in questione. È improbabile che le attuali sanzioni siano particolarmente dissuasive agli occhi degli investitori o del pubblico.

[9] Alcuni Stati membri non hanno attuato tutte le disposizioni della direttiva in materia di responsabilità, trattamento delle domande di risarcimento e garanzie finanziarie dei licenziatari. La Commissione intende dare seguito a questa questione con ciascuno Stato membro interessato.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

La direttiva non contiene disposizioni che vanno al di là dell'obbligo di dismissione in sicurezza[10]. Essa non prescrive né raccomanda determinati processi o orientamenti su quando e come smantellare un impianto o, in via eccezionale, su quando lasciare un impianto nel luogo in cui si trova. Inoltre, la sua efficacia giuridica termina con la dismissione, in quanto la direttiva non si pronuncia sul monitoraggio successivo.

Ai fini della sua analisi, la Commissione ha tenuto conto delle informazioni sulla dismissione delle piattaforme Brent nel Mare del Nord. A quanto pare, il governo del Regno Unito si stava preparando ad approvare i piani della Shell per lasciare la sottostruttura in acciaio e i basamenti di calcestruzzo sotto tre dei suoi impianti di estrazione Brent dismessi. I membri dell'OSPAR avevano opinioni molto diverse su come gestire questo caso.

Per la dismissione degli impianti e il seguito dato alla dismissione, si ravvisano le opzioni seguenti:

a. la facoltà di prendere le decisioni in materia di dismissione spetta agli Stati membri, a meno che non si dimostri che le politiche nazionali, tenendo debito conto della legislazione internazionale (ad esempio, OSPAR), non sono in grado di affrontare adeguatamente la questione;

b. la Commissione effettua ulteriori ricerche e una valutazione d'impatto su norme aggiuntive in materia, da includere nella direttiva o nella legislazione ambientale applicabile.

Per quanto riguarda il riconoscimento reciproco, tra gli Stati membri, delle piattaforme di perforazione mobili, la Commissione propone di procedere come segue:

a. verificare se le norme vigenti dell'UE siano adeguate e garantirne la corretta attuazione e applicazione;

b. stabilire se disposizioni aggiuntive possano facilitare il riconoscimento reciproco di tali impianti e specificare costi e benefici, ad esempio mediante una valutazione d'impatto.

La Commissione attende con interesse di ricevere pareri e osservazioni sulla presente relazione dal Parlamento europeo, dal Consiglio e dal Comitato economico e sociale europeo.

[10] Secondo la direttiva, la dismissione degli impianti è un elemento intrinseco del loro ciclo di vita. La facoltà di trattare questo aspetto è stata delegata alle autorità competenti degli Stati membri, che prima di concedere l'autorizzazione esigono e valutano una relazione sui grandi rischi, in cui devono figurare le disposizioni sulla fine del ciclo di vita dell'impianto. Non appena si prevede di dismettere un impianto, le autorità competenti dovrebbero valutare una relazione aggiornata sui grandi rischi.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/000294/TN

VERBALE DI RIUNIONE DI

APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Il giorno 12 del mese di giugno dell'anno 2025, ore 10:30, presso gli uffici del Dipartimento di Ingegneria civile, chimica, ambientale e dei materiali dell'Università di Bologna) Via Terracini 28, Bologna), per le attività inerenti Consultazione tripartita ai sensi del decreto ministeriale 5 luglio 2017, art. 5, comma 1, si sono riuniti:

- Il Presidente del Comitato: **Ezio Mesini**
- EniMed S.p.A. - Amministratore Delegato: **Luca De Caro**

- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:	**Marco Todeschi**
FEMCA CISL:	**Antonio Ingallinesi**
UILTEC:	**Angelo D'Errico**

L'Ing. Luca DE Caro è collegato a distanza su piattaforma digitaleTEAMS
https://teams.microsoft.com/l/meetup-join/19%3ameeting_NWFhN2U1ZDEtMmJlMi00ODYwLTgxYmMtNzNhNzg4ZWQxMjRk%40thread.v2/0?context=%7b%22Tid%22%3a%22e99647dc-1b08-454a-bf8c-699181b389ab%22%2c%22Oid%22%3a%22aad2b87b-caf1-43a5-b7d7-787f4cf9c817%22%7d

Il Presidente del Comitato da inizio alla riunione ricordando quanto previsto dal decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 (art. 2, comma 1, lettera h)) e dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 5 luglio 2017, che hanno istituito un procedimento che prevede la "consultazione tripartita" tra il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori, ai fini della formazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

Il Presidente prosegue la riunione ricordando le varie fasi di come si è giunti alla stesura del "Documento di Consultazione Tripartita" in valutazione

- in data 5 marzo 2018 è stata convocata una riunione, nel corso della quale sono stati siglati tra il Presidente del Comitato, i rappresentanti dei lavoratori e i tre operatori interessati i rispettivi "Accordo Quadro suila Consultazione Tripartita" (allegato 1)

- Documenti di Consultazione Tripartita sono stati successivamente approvati in data in data 31 ottobre 2018, 29 gennaio 2020, 16 maggio 2022, 27 giugno 2023 e 13 giugno 2025

- In data 26 giugno 2023 EniMed, ha provveduto a trasmettere un elenco aggiornato dei titoli minerari per i quali EniMed è operatore ai sensi del D.Lgs. 145/2015. Detto elenco titoli, che viene riportato in allegato 2, deve intendersi sostitutivo di quello riportato nell'Accordo Quadro del 5 marzo 2018.

- in data 15 aprile 2025 è stata convocata una riunione preliminare di consultazione tripartita coerentemente con quanto fissato dagli Accordi Quadro.

- In data 19 maggio 2025 EniMed ha provveduto a trasmettere al Presidente di questo Comitato il proprio "Documento di Consultazione Tripartita". Il Documento viene parimenti trasmesso alle Rappresentanze dei lavoratori in data 19 maggio 2024.

Al termine della sua introduzione il Presidente chiede al Rappresentante dell'Operatore ed ai Rappresentanti Sindacali se hanno osservazioni da avanzare. Il Rappresentante dell'Operatore presenta brevemente gli elementi dei rispettivi Documenti di Consultazione.

Infine, i Rappresentanti sindacali avanzano la seguente proposta e richieste:

"Si propone una riunione a gennaio 2026 per delineare un'uniformità nei dati presentati sugli eventi infortunistici. In particolare, si richiede che i dati delle aziende coinvolte siano confrontabili sia per l'anno precedente, sia per il quinquennio precedente all'incontro di Commissione e ciò può avvenire solamente con un'intesa sugli indicatori presi a riferimento.

Per quanto riguarda l'occupazione si richiede, a portire dal 2026, di stabilire un indicatore di riferimento sulle ore lavorate del personale diretto e contrattista e/o in appalto.

Si richiede di verificare la formazione ed avere una maggiore attenzione per la valutazione delle aziende contrattiste e/o in appalto in particolare sui livelli di competenze richiesti (anche in fase di emergenza) confrontandoli con quelli presenti presso l'azienda committente ivi compresi l'analisi del cantiere dal punto di vista della salute e sicurezza anche nella fase di preparazione del lavoro. In ogni fase sopra descritta si dovrà coinvolgere il/i RLSA presente."

Segue la seguente precisazione da parte dell'Ing. De Caro a garanzia della valutazione, del monitoraggio e del controllo delle performance HSE dei fornitori:

- in Fase di Gara (pre-award) attraverso la definizione di specifici requisiti HSE dove sono indicati anche i livelli minimi di formazione attesa
- in fase Esecutiva (post-award) attraverso:
  - ✓ Gestione ed archiviazione degli attestati formativi HSE del personale delle ditte sia durante la fase di richiesta accessi (a cura impresa) sia in quelle di verifica/approvazione documentale (a cura Committente) - (es. portale GST – Gestione Sicurezza Terzi)
  - ✓ Permesso di Lavoro: strumento per l'individuazione dei rischi HSE dell'attività e delle misure da adottare rispetto all'attività specifica, già valutata in fase preventiva attraverso il DSSC (Documento di Salute e Sicurezza Coordinato) e DVR
  - ✓ Analisi di inizio lavori: strumento operativo associato alla fase di tool box talk che agisce sulle competenze tecniche e non tecniche del preposto attraverso la compilazione di una check-list in campo, a valle dell'apertura del permesso di lavoro, con il coinvolgimento attivo dei lavoratori al fine di individuare eventuali criticità ostative all'avvio lavori
  - ✓ Valutazione delle competenze del personale contrattista attraverso interviste in campo ed uso di applicativi ad hoc (Safety Competence Assessment – SCA)
  - ✓ Feedback periodici sulle performance HSE di ogni contrattista con l'ausilio dell'Indice di Prestazione Sicurezza e Ambiente (IPSA) e dei software dedicati

- A chiusura del contratto attraverso feedback di fine contratto

Il Prof. Ezio Mesini al termine della consultazione sottopone il presente verbale alla firma delle parti per l'approvazione formale del "Documento di Consultazione" trasmesso da EniMed in data 19 maggio 2025 (allegato 3). Il Documento viene approvato all'unanimità.
Inoltre viene fissata al 27 gennaio 2026 l'incontro richiesto dai rappresentanti delle OO.SS.

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Presidente del Comitato:	**Ezio Mesini**
EniMed S.p.A. - Amministratore Delegato:	**Luca De Caro** Firmato digitalmente da: LUCA DE CARO Organizzazione: ENI MED-DCRC-CARLUC.1230000153 Data: 12/06/2025 18:08:53

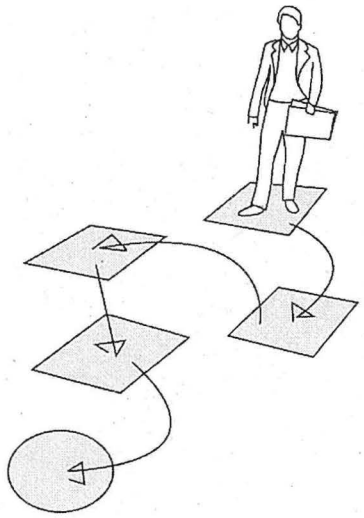
Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL:	Marco Todeschi
FEMCA CISL:	Antonio Ingallinesi
UILTEC:	Angelo D'Errico

La riunione ha termine alle ore 12:30 — Bologna, 12 giugno 2024

Documento di Consultazione Tripartita

(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017)



eni

FRONTESPIZIO

TITOLO:

Documento di Consultazione Tripartita
(ai sensi dell'art. 4, comma 3 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017)

NOTE:

DATA EMISSIONE:	DATA DECORRENZA:
19/05/2025	19/05/2025

REDAZIONE A CURA DI:	VERIFICATO DA:	APPROVATO DA:
SAGE	SAGE Domenico Mussardo	PRE/AMD Luca De Caro

INDICE

1	**OBIETTIVI**	**4**
1.1	Ambito di applicazione	4
1.2	Principali definizioni	4
2	**FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI**	**6**
2.1	Politiche di prevenzione adottate da Enimed	6
3	**SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE**	**10**
4	**DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE**	**11**
5	**REQUISITI DEL D. LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE**	**12**
5.1	Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità	12
5.2	Procedura di valutazione dei rischi	13
5.3	Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei Grandi Rischi	15
5.4	Analisi dei Grandi Rischi Progetto Cassiopea e produzione sottomarine Offshore Ibleo	16
5.5	Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni	21
5.6	Gestione delle modifiche	22
5.7	Gestione delle emergenze	23
5.8	Definizione dei Piani di Emergenza	24
5.9	Filosofia generale di gestione dell'emergenza	25
5.10	Fuga ed evacuazione di emergenza	26
5.11	Mitigazione dei danni ambientali	26
5.12	Monitoraggio delle prestazioni	27
5.13	Attività di audit e riesame	28
5.14	Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi	30
6	**RIFERIMENTI**	**31**

1 OBIETTIVI

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

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

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

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

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

1.1 Ambito di applicazione

Il Decreto Legislativo n.145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D. Lgs. 145/15), in vigore dal 16/09/2017, rappresenta l'attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi. L'articolo 11 di tale Decreto stabilisce che, prima di effettuare operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, l'Operatore presenta una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o in fase di progettazione). La documentazione da presentare contiene una descrizione adeguata della Politica di prevenzione degli incidenti gravi, del Sistema di Gestione HSE, della risposta alle emergenze e la valutazione dei rischi di incidente grave connessi alle attività svolte. Tali argomenti vengono inclusi all'interno di un unico documento denominato "Relazione Grandi Rischi" (in seguito indicato come RGR), redatto in conformità allo stesso decreto.

1.2 Principali definizioni

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

- Grande Rischio: una qualsiasi situazione che può sfociare in un incidente grave;
- Incidente Grave: in relazione a un impianto o a infrastrutture connesse:
  - un incidente che comporta un'esplosione, un incendio, la perdita di controllo di un pozzo o la fuori uscita di idrocarburi o di sostanze pericolose che comportano, o hanno un forte potenziale per provocare, decessi o lesioni personali gravi;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/000294/TN

VERBALE DI RIUNIONE DI
APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Il giorno 12 del mese di giugno dell'anno 2025, ore 10:30, presso gli uffici del Dipartimento di Ingegneria civile, chimica, ambientale e dei materiali dell'Università di Bologna) Via Terracini 28, Bologna), per le attività inerenti Consultazione tripartita ai sensi del decreto ministeriale 5 luglio 2017, art. 5, comma 1, si sono riuniti:

- Il Presidente del Comitato: **Ezio Mesini**
- Eni S.p.A., Responsabile di Eni/DICS S.p.A.: **Stefano Carbonara**
- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL: **Marco Todeschi**
FEMCA CISL: **Antonio Ingallinesi**
UILTEC: **Angelo D'Errico**

Il Dottor Stefano Carbonara è collegato a distanza su piattaforma digitaleTEAMS

https://teams.microsoft.com/l/meetup-join/19%3ameeting_NWFhN2U1ZDEtMmJlMi00ODYwLTgxYmMtNzNhNzg4ZWQxMjRk%40thread.v2/0?context=%7b%22Tid%22%3a%22e99647dc-1b08-454a-bf8c-699181b389ab%22%2c%22Oid%22%3a%22aad2b87b-caf1-43a5-b7d7-787f4cf9c817%22%7d

Il Presidente del Comitato da inizio alla riunione ricordando quanto previsto dal decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 (art. 2, comma 1, lettera h)) e dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 5 luglio 2017, che hanno istituito un procedimento che prevede la "consultazione tripartita" tra il Comitato per la sicurezza

delle operazioni a mare, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori, ai fini della formazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

Il Presidente prosegue la riunione ricordando le varie fasi di come si è giunti alla stesura del "Documento di Consultazione Tripartita" in valutazione.

- in data 5 marzo 2018 è stata convocata una riunione, nel corso della quale sono stati siglati tra il Presidente del Comitato, i rappresentanti dei lavoratori e i tre operatori interessati i rispettivi "Accordo Quadro sulla Consultazione Tripartita" (allegato 1).
- In data 29 maggio 2024 Eni ha provveduto a trasmettere l'elenco aggiornato dei titoli minerari (i.e., permessi di ricerca e concessioni di coltivazione per i quali Eni è operatore ai sensi del D.Lgs.145/2015). Detto elenco titoli, che viene riportati in allegato 2, deve intendersi sostitutivo dell'elenco allegato all'Accordo Quadro del 5 marzo 2018.
- Documenti di Consultazione Tripartita sono stati successivamente approvati in data in data 31 ottobre 2018, 29 gennaio 2020, 16 maggio 2022, 27 giugno 2023 e 13 giugno 2024.
- in data 15 aprile 2025 è stata convocata una riunione preliminare di consultazione tripartita coerentemente con quanto fissato dagli Accordi Quadro.
- In data 19 maggio 2025 Eni ha provveduto a trasmettere al Presidente di questo Comitato il proprio "Documento di Consultazione Tripartita" (Doc n. CON.TRI.ENI.001.208 rev.7). Il Documento viene poi trasmesso alle Rappresentanze dei lavoratori in data 19 maggio 2025.

Al termine della sua introduzione il Presidente chiede al Rappresentante dell'Operatore ed ai Rappresentanti Sindacali se hanno osservazioni da avanzare. Interviene il Rappresentante dell'Operatore presentando brevemente gli elementi dei rispettivi Documenti di Consultazione.

Infine, i Rappresentanti sindacali avanzano la seguente proposta:

"Si propone una riunione a gennaio 2026 per delineare un'uniformità nei dati presentati sugli eventi infortunistici. In particolare, si richiede che i dati delle aziende coinvolte siano confrontabili sia per l'anno precedente, sia per il quinquennio precedente all'incontro di Commissione e ciò può avvenire solamente con un'intesa sugli indicatori presi a riferimento.

Per quanto riguarda l'occupazione si richiede, a partire dal 2026, di stabilire un indicatore di riferimento sulle ore lavorate del personale diretto e contrattista e/o in appalto.

Si richiede di verificare la formazione ed avere una maggiore attenzione per la valutazione delle aziende contrattiste e/o in appalto in particolare sui livelli di competenze richiesti (anche in fase di emergenza) confrontandoli con quelli presenti presso l'azienda committente ivi compresi l'analisi del cantiere dal punto di vista della solute e sicurezza anche nella fase di preparazione del lavoro. In ogni fase sopra descritta si dovrà coinvolgere il/i RLSA presente."

Segue la seguente precisazione da parte del Dott. Carbonara a garanzia della valutazione, del monitoraggio e del controllo delle performance HSE dei fornitori:

- in Fase di Gara (pre-award) attraverso la definizione di specifici requisiti HSE dove sono indicati anche i livelli minimi di formazione attesa
- in fase Esecutiva (post-award) attraverso:
  - ✓ Gestione ed archiviazione degli attestati formativi HSE del personale delle ditte sia durante la fase di richiesta accessi (a cura impresa) sia in quelle di verifica/approvazione documentale (a cura Committente) - (es. portale GST – Gestione Sicurezza Terzi)
  - ✓ Permesso di Lavoro: strumento per l'individuazione dei rischi HSE dell'attività e delle misure da adottare rispetto all'attività specifica, già valutata in fase preventiva attraverso il DSSC (Documento di Salute e Sicurezza Coordinato) e DVR
  - ✓ Analisi di inizio lavori: strumento operativo associato alla fase di tool box talk che agisce sulle competenze tecniche e non tecniche del preposto attraverso la compilazione di una check-list in campo, a valle dell'apertura del permesso di lavoro, con il coinvolgimento attivo dei lavoratori al fine di individuare eventuali criticità ostative all'avvio lavori

  - ✓ Valutazione delle competenze del personale contrattista attraverso interviste in campo ed uso di applicativi ad hoc (Safety Competence Assessment – SCA)
  - ✓ Feedback periodici sulle performance HSE di ogni contrattista con l'ausilio dell'Indice di Prestazione Sicurezza e Ambiente (IPSA) e di software dedicati
- A chiusura del contratto attraverso feedback di fine contratto

Il Prof. Ezio Mesini al termine della consultazione sottopone il presente verbale alla firma delle parti per l'approvazione formale del "Documento di Consultazione" trasmesso da Eni S.p.A. in data 19 maggio 2025 (Doc n. CON.TRI.ENI.001.208 rev.7) riportato in allegato 3. Il Documento viene approvato all'unanimità.
Inoltre viene fissata al 27 gennaio 2026 l'incontro richiesto dai rappresentanti delle OO.SS.

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Presidente del Comitato: **Ezio Mesini**
Eni S.p.A., Responsabile di Eni/DICS S.p.A.: **Stefano Carbonara**
Firmato digitalmente da: Stefano Carbonara
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 12/06/2025 16:21:55

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL: **Marco Todeschi**
FEMCA CISL: **Antonio Ingallinesi**
UILTEC: **Angelo D'Errico**

La riunione ha termine alle ore 12:30 Bologna, 12 giugno 2025

Documento di Consultazione Tripartita

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

Numero Documento: CON.TRI.ENI.001.2018

Proprietario Documento: Eni

Revisione	Data	Compilato:	Verificato:	Approvato:
00	15/05/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini	M. Giusto
01	27/06/2018	TEA SISTEMI	L. Scataglini	M. Giusto
02	22/10/2018	L.Scataglini	L.Scataglini	M. Giusto
03	06/12/2019	L.Scataglini	L.Scataglini	M. Giusto
04	19/04/2022	GdL SICS	L. Boccitto	L. De Caro
05	05/05/2023	GdL SICS	A.A. Zanibelli	L. De Caro
06	06/05/2024	GdL SICS	A.A. Zanibelli	L. De Caro
07	12/05/2025	GdL SICS	A.A. Zanibelli	S. Carbonara

Indice

1. INTRODUZIONE 3
2. FORMULAZIONE DI STANDARD E STRATEGIE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI 4
2.1. Politiche di prevenzione adottate da Eni 4
2.2. Sistema di Gestione HSE di Eni 5
3. DEFINIZIONE DI LINEE PROGRAMMATICHE E DI AZIONE 8
4. REQUISITI DEL D.LGS. 145/15 PER LA PREDISPOSIZIONE E LA PRESENTAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE HSE 9
4.1. Struttura organizzativa, ruoli e responsabilità 9
4.2. Procedura di valutazione dei rischi 11
4.3. Integrazione della valutazione dell'impatto ambientale nell'analisi dei grandi rischi 13
4.4. Controllo dei grandi rischi durante le normali operazioni 17
4.5. Gestione delle modifiche 18
4.6. Gestione delle emergenze 19
4.7. Mitigazione dei danni ambientali 23
4.8. Monitoraggio delle prestazioni 24
4.9. Attività di audit e riesame 28
4.10. Partecipazione a consultazioni tripartite e attuazione degli interventi 29
5. RIFERIMENTI 31

1. INTRODUZIONE

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

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

(a) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;

(b) l'analisi e la definizione di linee programmatiche e di azione;

(c) il sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente di cui all'Articolo 19, comma 3, e allegato 1 paragrafo 9 del D.Lgs. 145/15.

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

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

In accordo al D.Lgs. 145/15, si definisce "Incidente Grave" un qualsiasi incidente che provoca un decesso o lesioni gravi a 5 o più persone che si trovano sull'impianto in mare in cui ha origine il pericolo o sulle infrastrutture ad esso connesse o che potrebbe dar luogo a gravi impatti sull'ambiente circostante (es. acque marine, zone costiere, aree e habitat naturali protette, etc.).

Il Decreto Legislativo n.145 del 18 Agosto 2015 (in forma abbreviata D.Lgs. 145/15), in vigore dal 16-09-2017, rappresenta l'attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni a mare nel settore degli idrocarburi. L'articolo 11 di tale decreto stabilisce che, prima di effettuare operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, l'Operatore deve presentare una serie di documenti in relazione alla tipologia di impianto, di operazioni da svolgere e allo stato dell'impianto stesso (es. se già esistente o in fase di progettazione). La documentazione da presentare deve contenere almeno una descrizione adeguata della politica di prevenzione degli incidenti gravi, del sistema di gestione HSE, della risposta alle emergenze e la valutazione dei rischi di incidente grave connessi alle attività svolte. Tali argomenti vengono inclusi all'interno di un unico documento denominato "Relazione Grandi Rischi" (in seguito indicato come RGR), redatto in conformità allo stesso decreto.

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

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

È comunque importante sottolineare che, dal momento che le attività Eni sono da sempre state soggette alla possibilità che si verifichino incidenti gravi (ad esempio, blowout), una strategia di prevenzione degli incidenti gravi era già stata definita dalla Compagnia, e assimilata dai propri dipendenti e dai contrattisti, ancor prima dell'entrata in vigore del Decreto (il D.Lgs. 624/96 già prevedeva di valutare tutti i rischi connessi allo svolgimento di attività nelle industrie estrattive).

2.1. Politiche di prevenzione adottate da Eni

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

Eni si è dotata di 3 Politiche che rispondono ai requisiti del citato Decreto nei termini che vengono illustrati di seguito:

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

1.1. Adozione di principi e best practices internazionali;

1.2. Promozione dell'acquisizione di certificazioni di conformità a standard nazionali ed internazionali relative ai processi aziendali;

1.3. Assegnazione di obiettivi d'integrità e ruoli/responsabilità e modalità di controllo dei processi aziendali;

1.4. Responsabilizzazione delle persone con formazione specifica atta a promuovere comportamenti mirati alla cautela e alla prevenzione;

1.5. Processi di prevenzione dei rischi;

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

VERBALE DI RIUNIONE DI
APPROVAZIONE DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Il giorno 12 del mese di giugno dell'anno 2025, ore 10:30, presso gli uffici del Dipartimento di Ingegneria civile, chimica, ambientale e dei materiali dell'Università di Bologna) Via Terracini 28, Bologna), per le attività inerenti Consultazione tripartita ai sensi del decreto ministeriale 5 luglio 2017, art. 5, comma 1, si sono riuniti:

- Il Presidente del Comitato: **Ezio Mesini**
- Energean Italy S.p.A. **Pio Sarracco**

- Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL: **Marco Todeschi**
FEMCA CISL: **Antonio Ingallinesi**
UILTEC: **Angelo D'Errico**

L'Ing. Pio Sarracco è collegato a distanza su piattaforma digitale TEAMS

https://teams.microsoft.com/l/meetup-join/19%3ameeting_NWFhN2U1ZDEtMmJlMi00ODYwLTgxYmMtNzNhNzg4ZWQxMjRk%40thread.v2/0?context=%7b%22Tid%22%3a%22e99647dc-1b08-454a-bf8c-

699181b389ab%22%2c%22Oid%22%3a%22aad2b87b-caf1-43a5-b7d7-787f4cf9c817%22%7d

Il Presidente del Comitato da inizio alla riunione ricordando quanto previsto dal decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145 (art. 2, comma 1, lettera h)) e dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 5 luglio 2017, che hanno istituito un procedimento che prevede la "consultazione tripartita" tra il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori, ai fini della formazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi.

Il Presidente prosegue la riunione ricordando le varie fasi di come si è giunti alla stesura del "Documento di Consultazione Tripartita" in valutazione.

- in data 5 marzo 2018 è stata convocata una riunione, nel corso della quale sono stati siglati tra il Presidente del Comitato, i rappresentanti dei lavoratori e i tre operatori interessati i rispettivi "Accordo Quadro sulla Consultazione Tripartita" (allegato 1); Energean Italy S.p.A. è subentrata dal 2020 a Edison E&P.

- Documenti di Consultazione Tripartita sono stati successivamente approvati in data in data 31 ottobre 2018, 29 gennaio 2020, 16 maggio 2022, 27 giugno 2023 e 13 giugno 2024

- in data 15 aprile 2025 è stata convocata una riunione preliminare di consultazione tripartita coerentemente con quanto fissato dagli Accordi Quadro.

- In data 18 maggio 2025 Energean ha provveduto a trasmettere al Presidente di questo Comitato il proprio "Documento di Consultazione Tripartita" (Doc n. Rev.06-05/05/2025). Il Documento viene poi trasmesso alle Rappresentanze dei lavoratori in data 19 maggio 2025.

Al termine della sua introduzione il Presidente chiede al Rappresentante dell'Operatori ed ai Rappresentanti sindacali se hanno osservazioni da avanzare. Interviene il Rappresentante dell'Operatore presentando brevemente gli elementi dei rispettivi Documenti di Consultazione.

Infine, i Rappresentanti sindacali avanzano la seguente proposta:

"Si propone una riunione a gennaio 2026 per delineare un'uniformità nei dati presentati sugli eventi infortunistici. In particolare, si richiede che i dati delle aziende coinvolte siano confrontabili sia per l'anno precedente, sia per il quinquennio precedente all'incontro di Commissione e ciò può avvenire solamente con un'intesa sugli indicatori presi a riferimento.

Per quanto riguarda l'occupazione si richiede, a partire dal 2026, di stabilire un indicatore di riferimento sulle ore lavorate del personale diretto e contrattista e/o in appalto.

Si richiede di verificare la formazione ed avere una maggiore attenzione per la valutazione delle aziende contrattiste e/o in appalto in particolare sui livelli di competenze richiesti (anche in fase di emergenza) confrontandoli con quelli presenti presso l'azienda committente ivi compresi l'analisi del cantiere dal punto di vista della salute e sicurezza anche nella fase di preparazione del lavoro. In ogni fase sopra descritta si dovrà coinvolgere il/i RLSA presente."

Segue la seguente precisazione da parte dell'Ing. Sarracco a garanzia della valutazione, del monitoraggio e del controllo delle performance HSE dei fornitori:

Con riferimento alla valutazione, monitoraggio e controllo delle performance HSE degli appaltatori operanti presso i siti produttivi offshore operati, Energean Italy è dotata di un sistema di gestione articolato sulle diverse fasi che regolano il rapporto di lavoro tra Committente ed appaltatore, in particolare:

- Fase di qualifica del fornitore: step preliminare ed essenziale per qualsiasi fornitore che intenda avere un rapporto lavorativo con Energean Italy, in cui si verificano i requisiti di qualità ambiente/sicurezza minimi richiesti dagli standard Energean, dalla normativa italiana ed inclusi nel SGI Energean Italy

- Fase di gara: Richiesta dei piani di qualità, formazione e sicurezza, nonché attestati di formazione specifica per le attività relativa allo scopo del lavoro richiesto (ad esempio: certificazione spazi chiusi e confinati, corso antincendio rischio elevato, PES/PAV etc...)

- Fase pre-esecuzione attività: Richiesta di tutta la documentazione d'impresa riguardante non solo gli aspetti amministrativi della società ma anche tutti gli aspetti HSE inclusa la specifica valutazione del rischio (DSS) - gestione mediante portale di Gestione Documentazione d'Impresa Synergest.

- Fase esecutiva: Prima dell'inizio di qualsiasi attività vengono effettuati Briefing di sicurezza in cui vengono date informazioni sulle procedure di sicurezza, piani di emergenza, come segnalare eventuali SOS o NM, ect...;

  Inoltre, giornalmente vengono effettuate riunioni di coordinamento ad inizio attività, durante la quale vengono aperti i permessi di lavoro, e a termine dell'attività. Gli strumenti utilizzati sono:
  - Permesso di lavoro;
  - Briefing di sicurezza;
  - Tool box talk;

- Fase chiusura delle attività: feedback sulle performance del fornitore tramite la funzione Procurement;

La valutazione delle competenze specifiche di ciascun appaltatore anche relativamente alla formazione viene eseguita sulla specificità del lavoro/servizio da svolgere, nonché sullo specifico luogo di lavoro in cui si svolgeranno le attività. Tale analisi è già effettuata all'interno del DSSC.
Inoltre, è in corso l'allineamento e la verifica della Documentazione d'Impresa necessaria, da richiedere a tutti gli appaltatori, per l'accesso presso i siti produttivi dell'Operatore in relazione al nuovo Accordo Unico sulla Formazione alla Salute e Sicurezza sul Lavoro approvato in data 17 aprile 2025 nella Conferenza Stato-Regioni.

Il Prof. Ezio Mesini al termine della consultazione sottopone il presente verbale alla firma delle parti per l'approvazione formale del "Documento di Consultazione" trasmesso da Energean Italy in data 18 maggio 2025 riportato in allegato 2. Il Documento viene approvato all'unanimità. Inoltre, viene fissata al 27 gennaio 2026 l'incontro richiesto dai rappresentanti delle OO.SS.

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN

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

le Parti presenti

Letto, confermato e sottoscritto

Il Presidente del Comitato: **Ezio Mesini**

Energean Italia S.p.A.: **Pio Sarracco**

Le Rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative

FILCTEM CGIL: **Marco Tedeschi**

FEMCA CISL: **Antonio Ingallinesi**

UILTEC: **Angelo D'Errico**

La riunione ha termine alle ore 12:30 Bologna, 12 giugno 2025

5

Sommario

1. ..MODALITA' DI CONSULTAZIONE DEL DOCUMENTO 3
2. ..INFORMAZIONI GENERALI 5
2.1. Comitato Direttiva Off-shore 5
2.2. Concessioni dell'Operatore oggetto di consultazione 6
3. ..POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI 8
4. ..RGR E SISTEMA DI VERIFICA INDIPENDENTE 10
4.1. Presentazione delle Relazioni Grandi Rischi 10
4.2. Identificazione e valutazione dei rischi (risk assessment) 11
4.3 Criteri di accettabilità del rischio per le persone e per l'ambiente (risk target) 12
4.4 Tipologia di analisi svolta 14
4.5 Impianti e raggruppamenti per le RGR proposti 15
4.6 Metodologia nella RGR: scheda di verifica 16
4.7 Scelta del Verificatore indipendente e relativi compiti 17
4.8 Sistema di verifica 17
4.8.1 Audit per la verifica della gestione del SECE 18
4.8.2 Gestione delle non conformità (Action Plan) 18
5. ..COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI 19
5.1 Premessa 19
5.2 Coinvolgimento ai sensi del DLgs 145/15 19
6. ..GESTIONE DELLE EMERGENZE 21
6.1 Scopo della procedura per la gestione delle emergenze e delle crisi aziendali 21
6.2 Gli obiettivi della gestione delle situazioni di Crisi 21
6.3 Gestione degli incidenti e livelli di escalation 22
6.4 Valutazione della gravità dell'incidente 24
6.4.1 Flow chart del processo di attivazione del piano di gestione della crisi ..25
6.5 Piani di emergenza dei distretti operativi - LIVELLO BRONZE 26
• Piani di emergenza generale distretti operativi (PEG) 26
• Piano di risposta alle emergenze interne (PREI) 26
• Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP 26
6.5.1 Piani di emergenza dei generale distretti operativi (PEG) e Piano di risposta alle emergenze interne (PREI) 27
6.5.2 Piani di emergenza specifici, OPEP e SOPEP 27
6.5.3 Segnalazione degli incidenti rilevanti 27
6.6 Struttura della squadra di risposta all'emergenze 28
6.7 Apprestamenti di sicurezza in coerenza con il DM 23.01.2017 29
6.8 Inventario attrezzature interventi emergenza (art. 19 comma 7-DLgs 145-15) .30
6.8.1 Dispositivi antinquinamento in dotazione 30

6.8.2 Deposito materiali antinquinamento 31
Deposito di Pozzallo 31
Deposito di Ortona 32
6.8.3 Mezzi navali d'appoggio 33
6.8.4 Mezzi aerei d'appoggio 35
ELICOTTERO I-MMRV AW109 E e S 35
6.8.5 Caratteristiche dispositivi antinquinamento 36
Descrizione generale 46
Caratteristiche tecniche 47
7 ...SVILUPPO BUONE PRASSI 53
7.1 Registrazione dati pertinenti perforazione (art. 19 comma 11-DLgs 145-15) ... 53
7.2 Simulatore antinquinamento: PISCES II E NTPRO 55
7.2.1 Genesi del progetto 55
7.2.2 Aspetti rilevanti rispetto al DLgs 145/15 55
7.2.3 Caratteristiche del simulatore 56
7.2.4 Implementazione del progetto 61
8 ...SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA E DELL'AMBIENTE 64
8.1 Generalità 64
8.2 Requisiti Allegato I paragrafo 9 Dlgs 145-15 68
8.2.1 Struttura organizzativa e ruoli e responsabilità del personale 68
8.2.2 Descrizione delle procedure per l'individuazione e valutazione dei grandi rischi 68
8.2.3 Descrizione delle procedure di integrazione dell'impatto ambientale 68
8.2.4 I controlli dei grandi rischi durante le operazioni normali 68
8.2.5 Gestione dei cambiamenti 68
8.2.6 Preparazione e risposte alle emergenze e mitigazione dei danni ambientali 69
8.2.7 Monitoraggio delle prestazioni 69
8.2.8 Modalità di audit e di riesame 70
8.2.9 Comunicazione e Formazione 72
8.2.10 Misure per la partecipazione a consultazioni tripartite 72
8.3 Aspetti relativi alla salute dei lavoratori 72

ENERGEAN

Operatore: Energean Italy Spa

Attività off-shore Italia

Documento di consultazione

CONSULTAZIONE TRIPARTITA

Operatore-Comitato-Rappr. dei Lavoratori

ai sensi del D.M. del 05 luglio 2017

Lista degli aggiornamenti

N° rev	Compilatore	Revisione Rappresentanti Operatore	RLS	Approvazione	Data e motivazione revisione
00	S. Bagnato	S. Bagnato C. Valiante	D. Lanzino S. La Delfa	G. Di Nardo	05-05-2018 Prima Emissione
01	S. Bagnato	S. Bagnato C. Valiante	D. Lanzino S. La Delfa	G. Annunziata	04-10-2018 Modifiche richieste dalle OO.SS LL.
02	M.Maisano	C. Valiante F.Carlorecchio	B.Giulino L. Genole	G. Annunziata P.Sarracco	29/11/2019 Agg. struttura organizzativa , sistema di verifica, aggiornamento SGSSA, modifiche richieste dalle OO.SS.LL.
03	M.Maisano	R.Buonaguro E.Saluci	B.Giulino M.La Corte	G. Annunziata P.Sarracco	01-04-2022 Agg. struttura organizzativa, gestione dell'emergenza e agg. SGSSA
04	M.Maisano	R.Buonaguro E.Saluci	B.Giulino M.La Corte	G. Annunziata P.Sarracco	8-05-2023 Agg.struttura organizzativa, gestione dell'emergenza, del sistema di verifica e del SGSSA.
05	M.Maisano	R.Buonaguro E.Saluci	B.Giulino M.La Corte	G. Annunziata P.Sarracco	29-04-2024 Agg.struttura organizzativa, stato procedimento RGR, coinvolgimento lavoratori e contractors, risk assessment
06	R.Fiorilli	E.Saluci	B.Giulino T.Santi	P.Sarracco	05-05-2025 Agg. struttura organizzativa, stato procedimento RGR, agg. procedure

Camera dei Deputati ARRIVO 18 febbraio 2026 Prot: 2026/0000294/TN