



*Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*

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

*Al Presidente*

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

*a norma*

*dell'art. 8 (comma 10)*

*del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145*

## **Anno 2022**

---

**Roma, aprile 2023**

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma

Tel: (+39) 06 5722 5761 – email: [ezio.mesini@unibo.it](mailto:ezio.mesini@unibo.it) – Pec: [ezio.mesini@pec.it](mailto:ezio.mesini@pec.it)

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



### **Componenti del Comitato**

Ezio Mesini (Presidente)

Marilena Barbaro (MASE – DG IS)

Giuseppe Berutti Bergotto (Marina Militare)

Nicola Carlone (CP-Guardia Costiera)

Eros Mannino (Vigili del Fuoco)

Oliviero Montanaro (MASE - DG PNM)

Sito web del Comitato:

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



## OGGETTO DELLA RELAZIONE

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

La presente Relazione illustra l'attività svolta nell'anno **2022** dal *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*. Il Comitato opera quale autorità competente in materia ai sensi dell'art. 8 del predetto decreto. Le funzioni e la struttura del Comitato sono tuttora fissate dal D.Lgs. 145/2015, ma attendono di essere aggiornate alla luce del recente Regolamento di organizzazione del Ministero della transizione ecologica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128). Analogo aggiornamento è in atto per il DPCM 27 settembre 2016 recante le "Modalità di funzionamento del comitato per la sicurezza delle operazioni a mare".

Dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, la Relazione riporta l'attività svolta, descrivendo: (1) gli impianti esistenti; (2) gli impianti in dismissione mineraria (informazione per la prima volta riportata rispetto a quanto questo Comitato ha inviato in anni precedenti); (3) le ispezioni effettuate anche congiuntamente dalle amministrazioni componenti il Comitato; (4) i dati relativi agli incidenti occorsi; (4) l'attività in collaborazione con la Commissione europea.

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



(1) alle proprie modalità di funzionamento e priorità di azione; (2) alle linee guida per la redazione della relazione sui grandi rischi; (3) alle comunicazioni alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi; (4) ai documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente; (5) a ulteriori documenti e alle prospettive future.

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



|                         |  |    |
|-------------------------|--|----|
| Oggetto della Relazione |  | 3  |
| <b>PARTE I</b>          | <b>QUADRO GENERALE</b>   | 7  |
| 1.1                     | Premessa   | 7  |
| 1.2                     | Il Comitato: funzioni, struttura, modalità di funzionamento        | 12 |
| 1.3                     | Profili di organizzazione e di gestione                            | 16 |
| <b>PARTE II</b>         | <b>ATTIVITA'</b>   | 18 |
| 2.1                     | Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2022 | 18 |
| 2.1.1                   | Impianti, ore lavorate e produzioni                                | 18 |
| 2.1.2                   | Dismissione mineraria delle piattaforme marine                     | 31 |
| 2.1.3                   | Ispezioni  | 42 |
| 2.1.4                   | Dati relativi agli incidenti                                       | 43 |
| 2.1.5                   | Decessi e infortuni (Reg. UE 1112/2014)                            | 45 |
| 2.1.6                   | Guasti ed elementi critici per l'ambiente (SECE)                   | 47 |
| 2.1.7                   | Cause dirette e alla radice di incidenti gravi                     | 48 |
| 2.1.8                   | Attivazione di procedura di <i>Emergency Shut Down</i> (ESD)       | 49 |
| 2.1.9                   | Innovazioni normative  | 50 |
| 2.2                     | Attività del Comitato  | 74 |
| 2.3                     | Attività dei Comitati periferici                                   | 81 |



|                  |  |            |
|------------------|--|------------|
| 2.4              | Attività in collaborazione con la Commissione europea e  | 89         |
| 2.5              | Ulteriori attività   | 91         |
| 2.6              | Prospettive future   | 91         |
| <b>PARTE III</b> | <b>DOCUMENTI</b>   | <b>94</b>  |
| 3.1              | Documenti originati dal Comitato   | 94         |
| 3.1.1            | La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali  | 94         |
| 3.1.2            | La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali<br>diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb)<br>del D.Lgs. 145/2015 | 96         |
| 3.1.3            | Le linee guida per la redazione delle Relazioni<br>sui Grandi Rischi   | 97         |
| 3.1.4            | Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività<br>minerarie in mare nel settore degli idrocarburi                                       | 97         |
| 3.1.5            | Documenti di consultazione TRIPARTITA  | 97         |
| ❖                | <b>CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI</b>  | <b>99</b>  |
| ❖                | <b>ELENCO DEGLI ALLEGATI</b>   | <b>105</b> |
| ❖                | <b>ELENCO ACRONIMI</b>   | <b>106</b> |
| ❖                | <b>ELENCO DELLE PRINCIPALI NORME MENZIONATE</b>  | <b>108</b> |



## **PARTE I: QUADRO GENERALE**

### **1.1 Premessa**

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

La Direttiva - entrata in vigore il 18 luglio 2013 - ha comportato l'obbligo per gli Stati membri di adottare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi ad essa entro il 19 luglio 2015.

Dopo aver fornito la definizione di incidente grave, la Direttiva interviene sulla responsabilità del licenziatario (figura coincidente nell'ordinamento italiano con l'operatore) in ordine sia alla sua individuazione



che alle capacità tecniche ed economiche, comprese le garanzie finanziarie, che esso deve fornire per lo svolgimento delle operazioni in mare.

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

Il limite della responsabilità del licenziatario/operatore è dato dal rischio accettabile nell'accezione data dalla stessa Direttiva, ossia da un livello di rischio la cui ulteriore riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati (secondo le migliori pratiche compatibili con la conduzione delle attività) rispetto ai vantaggi di tale riduzione; l'attuabilità ragionevole delle misure di riduzione del rischio dovrebbe essere riesaminata periodicamente sulla scorta delle nuove conoscenze e degli sviluppi tecnologici.

La responsabilità dell'operatore si estende anche alle piattaforme mobili di perforazione quando stazionino in mare per attività comunque connesse alle operazioni e come tali riconducibili agli impianti; qualora dette unità mobili siano in transito, sono considerati navi e, come tali, soggette alle





convenzioni marittime internazionali (SOLAS, MARPOL, codice MODU) e al diritto dell'Unione in materia di controllo dello Stato di approdo e rispetto degli obblighi dello Stato di bandiera.

Ulteriori innovazioni riguardano la preparazione ed effettuazione delle operazioni in mare, 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, fornendo informazioni dettagliate riguardo al luogo, all'intensità e alla natura dell'evento, alle misure di contenimento adottate e all'ipotesi peggiore di aggravamento ipotizzabile, compreso il potenziale coinvolgimento transfrontaliero.

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

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



comunicazione elettronica e consentendo la presentazione di osservazioni e pareri, con successiva comunicazione delle decisioni adottate.

Gli Stati membri sono tenuti a designare un'Autorità competente responsabile per le funzioni di regolamentazione, provvedendo affinché agisca indipendentemente da politiche, decisioni di natura regolatoria o altre ragioni non correlate ai compiti assegnati, proceda allo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con altre Autorità competenti, tra l'altro attraverso il Gruppo EUOAG di Autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (*European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*), e svolga consultazioni sull'applicazione del pertinente diritto nazionale e dell'Unione con operatori del settore, altre parti interessate e la Commissione.

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

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

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



integrazione ed adeguamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 *“Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel DPR 9 aprile 10958 n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli Idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”*; il decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 *“Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”*; il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624 *“Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”*; il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 *“Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”*. Inoltre, in virtù e per effetto dell'art. 1, comma 3, della Direttiva, rimangono ferme le seguenti disposizioni: il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 *“Attuazione della direttiva 94/22/UEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”*; decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 *“Norme in materia ambientale”* (Codice dell'Ambiente); il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195 *“Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale”*.



## **1.2 Il Comitato: funzioni, struttura e modalità di funzionamento**

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

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

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

- 
- valutare e accettare le relazioni sui grandi rischi, valutare le comunicazioni di nuovo progetto e le operazioni di pozzo o combinate e altri documenti di questo tipo ad esso sottoposti, attraverso la verifica dell'attività svolta dalle



divisioni UNMIG (Italia settentrionale, Italia centrale e Italia meridionale) afferenti, oggi, alla Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza (DG IS) 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 (oggi la DG IS);

- 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 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 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 Protezione Naturalistica e Mare, DG PNM) mentre in precedenza aveva sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico; consta anche di articolazioni periferiche allocate presso le sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli che forniscono il necessario supporto logistico e amministrativo. Ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del D.Lgs. 145/2015 (in corso di aggiornamento) il Comitato è tutt'ora composto da:



- Presidente, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, quale esperto scelto nell'ambito di professionalità provenienti dal settore privato o pubblico, compresi università, istituti scientifici e di ricerca, con comprovata esperienza in materia di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, attestata in base a specifici titoli ed esperienze professionali, e in posizione di indipendenza dalle funzioni relative allo sviluppo economico delle risorse naturali in mare;
- Direttore della Direzione generale Infrastrutture e Sicurezza del Ministero 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);
- Direttore della Direzione generale Patrimonio Naturalistico e Mare 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.

### **1.3 Profili di organizzazione e di gestione**

Le fasi successive alla pubblicazione del D.Lgs. 145/2015 hanno visto l'emanazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016 (Allegato 1, in corso di aggiornamento), con il quale sono state stabilite le modalità di funzionamento del Comitato, nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle relative funzioni e la nomina del Presidente, nella persona del Prof. Ezio Mesini (nomine per due mandati successivi, formalizzate con DPCM 20 marzo 2017 (primo mandato) e con DPCM 25 agosto 2021 (Allegato 2, secondo mandato)). Tra il primo e il secondo mandato di Presidenza vi è stato un periodo di vacanza sino alla riconferma del prof. Mesini.

In osservanza alla prescrizione di cui all'art. 3, comma 1, del DPCM 27 settembre 2016 (in corso di aggiornamento), è stata costituita la segreteria





del Comitato inizialmente con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avvalimento di risorse della DGS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera e, successivamente, con sede presso il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (art. 9 DPCM 27 luglio 2021, n.128).

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

Al fine, poi, di soddisfare l’esigenza di trasparenza e condivisione delle informazioni, così da monitorare l’efficacia delle misure messe in atto e di incrementare la fiducia del pubblico e nella sicurezza delle attività *upstream*, il Comitato ha creato nell’ambito del sito istituzionale MASE una sezione dedicata e liberamente 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 2022

#### 2.1.1 – Impianti, ore lavorate e produzioni

Nel seguito si riporta l'elenco dettagliato degli impianti impiegati nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, presenti nelle acque di giurisdizione dell'Italia (al 1° gennaio dell'anno 2021), con specifica del tipo (ossia fisso con personale, fisso di norma senza personale, galleggiante destinato alla produzione, fisso non destinato alla produzione), dell'anno di installazione e dell'ubicazione.

**Impianti** all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 31 dicembre 2022 [✓a]

#### **Descrizione delle opzioni per alcuni dei campi presenti in tabella:**

• **Tipo d'impianto:**

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

• **Dettaglio su tipo d'impianto**, indicazioni supplementari rispetto a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014:

- SPS [*Subsea Production System*, teste pozzo sottomarine],
- FSO [*Floating Storage and Offloading Unit*],
- FPSO [*Floating Production Storage and Offloading Unit*],
- STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

• **Tipo di fluido:**

- petrolio;
- gas;
- condensato;
- petrolio/gas;



– **petrolio/condensato.**

| N. | Nome o ID          | Tipo di impianto | Dettaglio su tipo impianto<br>[✓b] | Anno di installazione<br>[✓c] | Tipo di fluido | Numero di letti | Coordinate in WGS 84<br>[✓ d] |            |
|----|--------------------|------------------|------------------------------------|-------------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|------------|
|    |                    |                  |                                    |                               |                |                 | longitudine                   | latitudine |
| 1  | Ada 2              | NUI              | -                                  | 1982                          | gas            | 0               | 12,591285                     | 45,183634  |
| 2  | Ada 3              | NUI              | -                                  | 1982                          | gas            | 0               | 12,591176                     | 45,183361  |
| 3  | Ada 4              | NUI              | -                                  | 1982                          | gas            | 0               | 12,59091                      | 45,183561  |
| 4  | Agostino A         | NUI              | -                                  | 1970                          | gas            | 27              | 12,495518                     | 44,54018   |
| 5  | Agostino A Cluster | NUI              | -                                  | 1991                          | gas            | 0               | 12,496197                     | 44,540685  |
| 6  | Agostino B         | NUI              | -                                  | 1971                          | gas            | 27              | 12,471569                     | 44,554372  |
| 7  | Agostino C         | NUI              | -                                  | 1992                          | gas            | 0               | 12,494523                     | 44,547174  |
| 8  | Alba Marina        | FPI              | FSO                                | 2012                          | petrolio       | 50              | 14,939078                     | 42,201212  |
| 9  | Amelia A           | NUI              | -                                  | 1971                          | gas            | 27              | 12,660836                     | 44,405716  |
| 10 | Amelia B           | NUI              | -                                  | 1991                          | gas            | 17              | 12,662218                     | 44,407503  |
| 11 | Amelia C           | NUI              | -                                  | 1991                          | gas            | 0               | 12,662895                     | 44,406935  |
| 12 | Amelia D           | NUI              | -                                  | 1992                          | gas            | 0               | 12,661276                     | 44,407901  |
| 13 | Anemone B          | NUI              | -                                  | 1999                          | gas            | 0               | 12,704814                     | 44,229289  |
| 14 | Anemone Cluster    | NUI              | -                                  | 1979                          | gas            | 0               | 12,70531                      | 44,212786  |
| 15 | Angela Angelina    | FMI              | -                                  | 1997                          | gas            | 24              | 12,343127                     | 44,391172  |
| 16 | Angela Cluster     | NUI              | -                                  | 1975                          | gas            | 0               | 12,344848                     | 44,392973  |
| 17 | Annabella          | NUI              | -                                  | 1991                          | gas            | 17              | 13,078865                     | 44,228781  |



|    |                 |     |      |      |          |    |           |           |
|----|-----------------|-----|------|------|----------|----|-----------|-----------|
| 18 | Annalisa        | NUI | -    | 1999 | gas      | 0  | 13,113554 | 44,171042 |
| 19 | Annamaria B     | NUI | -    | 2009 | gas      | 19 | 13,407327 | 44,322576 |
| 20 | Antares 1       | NUI | -    | 1982 | gas      | 0  | 12,444429 | 44,393988 |
| 21 | Antares A       | NUI | -    | 1985 | gas      | 0  | 12,453493 | 44,390057 |
| 22 | Antonella       | NUI | -    | 1976 | gas      | 19 | 12,776663 | 44,214442 |
| 23 | Aquila 2        | NUI | SPS  | 1993 | petrolio | 0  | 18,327114 | 40,930188 |
| 24 | Aquila 3        | NUI | SPS  | 1995 | petrolio | 0  | 18,32532  | 40,918159 |
| 25 | Argo 1          | NUI | SPS  | 2006 | gas      | 0  | 13,821989 | 36,916622 |
| 26 | Argo 2          | NUI | SPS  | 2008 | gas      | 0  | 13,805449 | 36,926058 |
| 27 | Arianna A       | FMI | -    | 1984 | gas      | 23 | 12,628146 | 44,306251 |
| 28 | Arianna Cluster | NUI | -    | 1992 | gas      | 0  | 12,62743  | 44,305788 |
| 29 | Armida 1        | NUI | -    | 1973 | gas      | 0  | 12,44954  | 44,475932 |
| 30 | Armida A        | NUI | -    | 1985 | gas      | 19 | 12,453192 | 44,480303 |
| 31 | Azalea A        | NUI | -    | 1984 | gas      | 0  | 12,714258 | 44,171769 |
| 32 | Azalea B DR     | NUI | -    | 1987 | gas      | 0  | 12,720562 | 44,166817 |
| 33 | Azalea B PROD   | NUI | STCR | 1987 | gas      | 0  | 12,720768 | 44,166169 |
| 34 | Barbara A       | NUI | -    | 1978 | gas      | 0  | 13,803467 | 44,047208 |
| 35 | Barbara B       | NUI | -    | 1983 | gas      | 17 | 13,741427 | 44,091609 |
| 36 | Barbara C       | FMI | -    | 1985 | gas      | 42 | 13,781867 | 44,076859 |
| 37 | Barbara D       | NUI | -    | 1986 | gas      | 42 | 13,809339 | 44,030369 |
| 38 | Barbara E       | NUI | -    | 1987 | gas      | 27 | 13,757562 | 44,086474 |



|    |            |     |      |      |     |    |           |           |
|----|------------|-----|------|------|-----|----|-----------|-----------|
| 39 | Barbara F  | NUI | -    | 1988 | gas | 40 | 13,817099 | 44,050183 |
| 40 | Barbara G  | NUI | -    | 1992 | gas | 12 | 13,79153  | 44,063905 |
| 41 | Barbara H  | NUI | -    | 1992 | gas | 12 | 13,762702 | 44,069387 |
| 42 | Barbara NW | NUI | -    | 1999 | gas | 0  | 13,648827 | 44,108865 |
| 43 | Barbara T  | NUI | STCR | 1985 | gas | 0  | 13,781345 | 44,077277 |
| 44 | Barbara T2 | NUI | STCR | 2000 | gas | 0  | 13,78203  | 44,077718 |
| 45 | Basil      | NUI | -    | 1983 | gas | 17 | 13,001086 | 44,131649 |



|    |                  |     |      |      |     |    |           |           |
|----|------------------|-----|------|------|-----|----|-----------|-----------|
| 46 | Benedetta 1      | NUI | -    | 2006 | gas | 0  | 12,581966 | 44,1794   |
| 47 | Bonaccia         | FMI | -    | 1999 | gas | 18 | 14,359527 | 43,592497 |
| 48 | Bonaccia Est 2   | NUI | SPS  | 2010 | gas | 0  | 14,437581 | 43,578672 |
| 49 | Bonaccia Est 3   | NUI | SPS  | 2010 | gas | 0  | 14,437583 | 43,578614 |
| 50 | Bonaccia NW      | NUI | -    | 2015 | gas | 0  | 14,335723 | 43,599803 |
| 51 | Brenda PERF      | NUI | -    | 1987 | gas | 0  | 13,044925 | 44,116443 |
| 52 | Brenda PROD      | NUI | STCR | 1987 | gas | 19 | 13,045114 | 44,115802 |
| 53 | Calipso          | NUI | -    | 2002 | gas | 0  | 13,863461 | 43,827416 |
| 54 | Calpurnia        | NUI | -    | 2000 | gas | 16 | 14,153981 | 43,899535 |
| 55 | Camilla 2        | NUI | SPS  | 2001 | gas | 0  | 14,246376 | 42,897839 |
| 56 | Cassiopea 1      | NUI | SPS  | 2008 | gas | 0  | 13,732618 | 36,936642 |
| 57 | Cervia A         | FMI | -    | 1986 | gas | 21 | 12,639005 | 44,294608 |
| 58 | Cervia A Cluster | NUI | -    | 1992 | gas | 0  | 12,639697 | 44,295105 |
| 59 | Cervia B         | NUI | -    | 1984 | gas | 0  | 12,645428 | 44,288823 |
| 60 | Cervia C         | NUI | -    | 1992 | gas | 13 | 12,640079 | 44,30165  |
| 61 | Cervia K         | NUI | STCR | 2000 | gas | 0  | 12,639076 | 44,295474 |
| 62 | Clara Est        | NUI | -    | 2000 | gas | 0  | 14,071618 | 43,779617 |
| 63 | Clara Nord       | NUI | -    | 2000 | gas | 0  | 13,976674 | 43,939355 |
| 64 | Clara NW         | NUI | -    | 2015 | gas | 0  | 14,023295 | 43,802145 |
| 65 | Clara Ovest      | NUI | -    | 1987 | gas | 0  | 13,711516 | 43,828681 |



|    |                     |     |      |      |     |    |           |           |
|----|---------------------|-----|------|------|-----|----|-----------|-----------|
| 66 | Daria A             | NUI | -    | 1994 | gas | 0  | 13,249138 | 44,067586 |
| 67 | Daria B             | NUI | STCR | 1995 | gas | 12 | 13,249706 | 44,066931 |
| 68 | Davide              | NUI | -    | 1980 | gas | 0  | 14,017133 | 43,095985 |
| 69 | Davide 7            | NUI | -    | 2002 | gas | 0  | 14,016886 | 43,095755 |
| 70 | Diana               | NUI | -    | 1971 | gas | 0  | 12,425718 | 44,441373 |
| 71 | Elena 1             | NUI | SPS  | 1989 | gas | 0  | 14,210255 | 43,040689 |
| 72 | Eleonora            | NUI | -    | 1987 | gas | 0  | 14,155689 | 42,840158 |
| 73 | Elettra             | NUI | -    | 2014 | gas | 0  | 14,215197 | 43,764413 |
| 74 | Emilio              | NUI | -    | 2001 | gas | 0  | 14,243294 | 42,934945 |
| 75 | Emilio 3            | NUI | SPS  | 1980 | gas | 0  | 14,23388  | 42,938165 |
| 76 | Emma Ovest          | FMI | -    | 1982 | gas | 31 | 14,379206 | 42,808505 |
| 77 | Fabrizia 1          | NUI | -    | 1998 | gas | 0  | 14,00114  | 43,041377 |
| 78 | Fauzia              | NUI | -    | 2014 | gas | 0  | 13,554058 | 44,056355 |
| 79 | Fratello Cluster    | NUI | -    | 1979 | gas | 0  | 14,168514 | 42,610534 |
| 80 | Fratello Est 2      | NUI | -    | 1980 | gas | 0  | 14,172827 | 42,576845 |
| 81 | Fratello Nord       | NUI | -    | 1980 | gas | 0  | 14,170126 | 42,648861 |
| 82 | Garibaldi A         | NUI | -    | 1969 | gas | 27 | 12,510457 | 44,523023 |
| 83 | Garibaldi A Cluster | NUI | -    | 1991 | gas | 0  | 12,51205  | 44,523727 |
| 84 | Garibaldi B         | NUI | -    | 1969 | gas | 27 | 12,531292 | 44,487009 |
| 85 | Garibaldi C         | FMI | -    | 1992 | gas | 27 | 12,51528  | 44,531601 |



|     |                   |     |      |      |          |    |           |           |
|-----|-------------------|-----|------|------|----------|----|-----------|-----------|
| 86  | Garibaldi D       | NUI | -    | 1993 | gas      | 16 | 12,546062 | 44,478183 |
| 87  | Garibaldi K       | NUI | STCR | 1998 | gas      | 0  | 12,516137 | 44,532077 |
| 88  | Garibaldi T       | NUI | STCR | 1998 | gas      | 0  | 12,511376 | 44,523311 |
| 89  | Gela 1            | NUI | -    | 1960 | petrolio | 19 | 14,26955  | 37,032157 |
| 90  | Gela Cluster      | NUI | -    | 1986 | petrolio | 0  | 14,269454 | 37,032449 |
| 91  | Giovanna          | NUI | -    | 1992 | gas      | 19 | 14,463941 | 42,768002 |
| 92  | Giulia 1          | NUI | -    | 1980 | gas      | 0  | 12,753326 | 44,13104  |
| 93  | Guendalina        | NUI | -    | 2011 | gas      | 0  | 12,881491 | 44,566435 |
| 94  | Hera Lacinia 14   | NUI | -    | 1992 | gas      | 0  | 17,165078 | 39,058611 |
| 95  | Hera Lacinia BEAF | NUI | -    | 1998 | gas      | 0  | 17,172791 | 39,061388 |
| 96  | Jole 1            | NUI | -    | 1999 | gas      | 0  | 13,926435 | 43,040959 |
| 97  | Leonis            | FPI | FSO  | 2009 | petrolio | 49 | 14,637158 | 36,559805 |
| 98  | Luna 27           | NUI | SPS  | 1987 | gas      | 0  | 17,214444 | 39,088056 |
| 99  | Luna 40 SAF       | NUI | SPS  | 1995 | gas      | 0  | 17,204166 | 39,091944 |
| 100 | Luna A            | FMI | -    | 1976 | gas      | 18 | 17,181692 | 39,114236 |
| 101 | Luna B            | NUI | -    | 1992 | gas      | 14 | 17,200158 | 39,084925 |
| 102 | Morena 1          | NUI | -    | 1996 | gas      | 0  | 12,482887 | 44,231073 |
| 103 | Naide             | NUI | -    | 2005 | gas      | 0  | 12,745412 | 44,343275 |
| 104 | Naomi Pandora     | NUI | -    | 2000 | gas      | 0  | 12,847416 | 44,689089 |
| 105 | Panda 1           | NUI | SPS  | 2002 | gas      | 0  | 13,623818 | 37,00661  |





|     |                      |     |      |      |          |    |           |           |
|-----|----------------------|-----|------|------|----------|----|-----------|-----------|
| 106 | Panda W1             | NUI | SPS  | 2003 | gas      | 0  | 13,594536 | 37,000607 |
| 107 | Pennina              | NUI | -    | 1988 | gas      | 0  | 14,163626 | 43,021356 |
| 108 | Perla                | NUI | -    | 1981 | petrolio | 17 | 14,216245 | 36,954193 |
| 109 | Porto Corsini 73     | NUI | -    | 1996 | gas      | 0  | 12,579101 | 44,385037 |
| 110 | Porto Corsini 80     | NUI | -    | 1981 | gas      | 0  | 12,546216 | 44,40564  |
| 111 | Porto Corsini 80 bis | NUI | -    | 1983 | gas      | 0  | 12,520281 | 44,423353 |
| 112 | Porto Corsini C      | NUI | -    | 1987 | gas      | 19 | 12,560198 | 44,391356 |
| 113 | Porto Corsini M S1   | NUI | -    | 2000 | gas      | 0  | 12,588897 | 44,348638 |
| 114 | Porto Corsini M S2   | NUI | -    | 2001 | gas      | 0  | 12,576923 | 44,368807 |
| 115 | Porto Corsini W A    | NUI | -    | 1968 | gas      | 0  | 12,359541 | 44,511783 |
| 116 | Porto Corsini W B    | NUI | -    | 1968 | gas      | 0  | 12,373809 | 44,509278 |
| 117 | Porto Corsini W C    | NUI | -    | 1987 | gas      | 19 | 12,372787 | 44,508964 |
| 118 | Porto Corsini W T    | NUI | STCR | 1987 | gas      | 0  | 12,359295 | 44,51238  |
| 119 | Prezioso             | NUI | -    | 1986 | petrolio | 19 | 14,045081 | 37,009175 |
| 120 | Regina               | NUI | -    | 1997 | gas      | 0  | 12,840342 | 44,10492  |
| 121 | Regina 1             | NUI | -    | 1997 | gas      | 0  | 12,834209 | 44,102781 |
| 122 | Rospo Mare A         | NUI | -    | 1981 | petrolio | 2  | 14,970746 | 42,203712 |
| 123 | Rospo Mare B         | NUI | -    | 1986 | petrolio | 4  | 14,946579 | 42,213157 |
| 124 | Rospo Mare C         | NUI | -    | 1991 | petrolio | 2  | 14,931856 | 42,235657 |
| 125 | San Giorgio Mare 3   | NUI | -    | 1972 | gas      | 0  | 13,923748 | 43,197901 |



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

**NOTE:**

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

**NOTA [✓b]** Dettaglio tipo impianto



1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014<sup>1</sup>, nella tabella sono state riportate anche le teste pozzo sottomarine, indicando l'anno di installazione, il tipo di fluido prodotto e le coordinate; per uniformità con il sistema di classificazione del Regolamento, ad esse è attribuita l'etichetta NUI (impianto fisso di norma senza personale) e, nel dettaglio sul tipo d'impianto, è riportato l'acronimo SPS (*Subsea Production System*); le teste pozzo sottomarine, al 1° gennaio dell'anno 2021, sono 14: AQUILA 2, AQUILA 3, ARGO 1, ARGO 2, BONACCIA EST 2, BONACCIA EST 3, CAMILLA 2, CASSIOPEA 1, ELENA 1, EMILIO 3, LUNA 27, LUNA 40 SAF, PANDA 1, PANDA W1.

2. Le FPI (unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi) sono state ulteriormente etichettate con gli acronimi FSO e FPSO per specificarne la tipologia; le *Floating Storage and Offloading unit*, al 1° gennaio dell'anno 2021, sono 2 (ALBA MARINA e LEONIS); non è presente alcuna *Floating Production Storage and Offloading unit* nei mari italiani dopo che, nel 2018 la FIRENZE FPSO è stata disconnessa e temporaneamente rimossa.

3. Le piattaforme di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l'acronimo STCR [Supporto: Trattamento /Compressione /Raccordo]; al 1° gennaio dell'anno 2021, esse sono 10: AZALEA B PROD, BARBARA T, BARBARA T2, BRENDA PROD, CERVIA K, DARIA B, GARIBALDI K, GARIBALDI T, PORTO CORSINI W T, SAN GIORGIO MARE C.

**NOTA [✓c]** Installazione Si assume che l'anno di installazione faccia riferimento all'anno di avvio della campagna di installazione *offshore*. Si consideri che una piattaforma installata in un certo anno potrebbe essere messa in produzione negli anni successivi: ad esempio, la piattaforma Clara NW è stata installata nel 2015 ma è entrata in produzione nel 2016 [si vedano anche le Note

---

<sup>1</sup> 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.



metodologiche in accompagnamento alla *Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi Italia - Anno 2022*<sup>2</sup> ]

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

**Nuovi impianti** fissi entrati in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022)

| N.  | Nome o ID | Tipo di impianto | Dettaglio su tipo impianto | Anno di installazione | Tipo di fluido | Numero di letti | Coordinate in WGS 84 |            |
|---|-----------|------------------|----------------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------|------------|
|   |           |                  |                            |                       |                |                 | longitudine          | latitudine |
| -   | -         | -                | -                          | -                     | -              | -               | -                    | -          |
| <b>Osservazione:</b> nessuna installazione <i>offshore</i> è entrata in funzione durante l'anno 2021. |           |                  |                            |                       |                |                 |                      |            |

**Impianti dismessi** durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022)

| Nome o ID  | Tipo di impianto | Dettaglio su tipo impianto | Anno di installazione | Coordinate in WGS 84 |            | Temporaneo / Permanente |
|--|------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------|------------|-------------------------|
|  |                  |                            |                       | longitudine          | latitudine |                         |
| -  | -                | -                          | -                     | -                    | -          | -                       |
| <b>Osservazione:</b> nessuna installazione <i>offshore</i> è stata dismessa durante l'anno 2022. |                  |                            |                       |                      |            |                         |

<sup>2</sup> <https://www.mase.gov.it/pagina/comitato-la-sicurezza-delle-operazioni-mare>, qui riportata in Allegato 5



**Impianti mobili:** elenco degli impianti mobili in funzione durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022) [include le unità mobili di perforazione offshore (MODU) e gli altri impianti non destinati alla produzione]:

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

**Numero totale delle ore effettive lavorate** in mare e produzione totale nel periodo di riferimento della relazione (anno 2022). 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: **2.304.770 h** (per confronto anno 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 1772, ore di manutenzione correttiva 156.728 , ore di manutenzione totale 428.517;

b. Produzione totale: **1,78 MTEP** (per confronto anno 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: **0,43 MTEP** (per confronto anno 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: **1,76 GSMC** (per confronto anno 2021: 1,87 GSMC, 2020: 2,42 GSMC, anno 2019: 2,93 GSMC, anno 2018: 3,38 GSMC, anno 2017: 4,27 GSMC).

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

1. Ai fini del Regolamento UE n. 1112/2014 per “normalizzazione” si intende una trasformazione applicata uniformemente a tutti gli elementi di un insieme di dati in modo da conferire alcune specifiche proprietà statistiche.
2. Le fonti dei dati per la produzione di idrocarburi sono 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.mite.gov.it/wp-content/uploads/dati/produzione/produzione-2022.pdf>
3. Il valore della produzione di idrocarburi in mega tonnellate di petrolio equivalenti (MTEP) è stato calcolato - per le sole esigenze di normalizzazione dei dati di questa relazione - sulla base sulle seguenti assunzioni:
  - Il riferimento per la definizione di TEP è la formulazione della *International Energy Agency*, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a  $10^7$  kcal ovvero a 41,868 GJ;
  - Il valore convenzionalmente attribuito al potere calorifico inferiore del gas naturale è pari a  $8.190 \text{ kcal/m}^3$ , 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 ( $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ) e di pressione (pressione atmosferica pari a 1 atm ovvero a 101.325 Pa);  $1 \text{ GSCM} = 10^9 \text{ SCM}$ .



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 2022 l'aggiornamento all'Elenco delle piattaforme in dismissione mineraria è stato pubblicato con il Comunicato ministeriale 30 giugno 2022 (<https://unmig.mite.gov.it/comunicato-ministeriale-30-giugno-2022/>) che qui si riporta:

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 DGIS (ex DGISSEG), previo 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 per la transizione ecologica (DGVA – ex DGCReSS) 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 MITE (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 LXVI N. 5 – 31 Maggio 2022, sono presenti le piattaforme ADA 3, AZALEA A, PC 73, Armida 1 e Regina 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 è riportata la piattaforma VIVIANA 1 essendo stata valutata in precedenza ammissibile al riutilizzo, e, al riguardo nella giornata odierna scadono i 12 mesi per la presentazione di eventuali istanze; scaduto detto termine, senza la presentazione di alcun progetto per uso alternativo, anche a questa piattaforma saranno applicati i termini per la relativa dismissione.

Nella situazione specifica relativa all'anno 2022, entro il 31/03/2022 è pervenuta, in adempimento dell'art. 5 comma 1 del D.M. 15/02/2019, la comunicazione della società ENI S.p.A. di cui alla nota prot. n. 399/DICS del 24/03/2022 (agli atti con prot. 9579 del 28/03/2022), con la quale la società riporta nell'elenco delle strutture i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, le piattaforme Ada 2 e Ada 4 – afferenti alla concessione A.C9.AG, e le piattaforme Jole 1 e Fabrizia 1 – afferenti alla concessione B.C21.AG, completata dei relativi allegati ex art. 6 del D.M.

L'Ufficio competente di questa Direzione Generale ha effettuato, con nota prot. 10487 del 04/04/2022, indirizzata alla Sezione UNMIG dell'Italia Centrale (competente per le piattaforme Jole 1 e Fabrizia 1), alla Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale (competente per le piattaforme Ada 2 e Ada 4), 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 del D.M. 15/02/2019.

Al riguardo, tenuto conto dei pervenuti pareri di competenza emessi rispettivamente:

Parere del Servizio V Tutela del Paesaggio della DG Archeologica, Belle Arti e Paesaggio del Ministero della cultura (agli atti con prot 15561 del 19/05/2022), che esprime le seguenti valutazioni “questa Direzione generale ABAP, nel rispetto dei termini fissati dall'art. 5, comma 5, del D.M. 15/02/2019, relativamente all'iscrizione delle piattaforme in dismissione mineraria denominate Jole 1, Fabrizia 1, Ada 2, Ada 4 nel registro di cui al comma 3 del medesimo articolo, comunica di non rilevare particolari criticità per quanto di competenza nelle aree interessate e in prossimità delle piattaforme e che, tuttavia, nella eventualità di una scomposizione o rimozione delle piattaforme e ripristino dei luoghi, ovvero 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 fondata su quanto rilevato dal documento di valutazione preventiva dell'interesse archeologico, ai sensi del D.Lgs. 50/2016. Il documento di valutazione preventiva dell'interesse archeologico, ai sensi del già citato c.1 dell'art. 25 del D.Lgs. 50/2016, dovrà comprendere gli esiti delle indagini geologiche e archeologiche preliminary, con particolare attenzione ai dati d'archivio e bibliografici reperibili, all'esito delle ricognizioni, alla lettura geomorfologica del territorio, nonché, per le opere a rete, alle fotointerpretazioni. Nel caso di potenziali interferenze dirette, la descrizione dovrà contenere anche le alternative progettuali finalizzate alla conservazione del patrimonio suddetto o nel caso di potenziali impatti indiretti, tutte le misure tese alla loro mitigazione. Tale valutazione dovrà comprendere il progetto nella sua interezza, quindi anche eventuali opera di connessione, in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione delle opere previste. Lo studio dovrà essere comprensivo della ricognizione dei Beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte Seconda del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. eventualmente presenti in:

- Vincoli in rete (<http://vincoliinrete.beniculturali.it>);
- Carta del rischio (<http://www.cartadelrischio.beniculturali.it>);
- SITAP – Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (<http://sitap.beniculturali.it/>);
- RAPTOR – Ricerca Archivi e Pratiche per la Tutela Operativa Regionale (<https://www.raptor.beniculturali.it/>);
- Patrimonio Mondiale UNESCO (<http://www.unesco.it/>);
- Piani Paesaggistici Regionali e/o strumenti vigenti di pianificazione paesaggistica;
- nonché, tutti i dati di archivio forniti dagli Uffici territoriali del MiC ed eventualmente le ordinanze delle Capitanerie di Porto.

Si precisa che, al fine di salvaguardare sia i giacimenti sommersi sia i beni culturali e paesaggistici negli spazi di interazione terra-mare e nei fondali interessati dal progetto, le indagini di archeologia preventive sopra elencate dovranno prevedere obbligatoriamente indagini dirette e/o strumentali ad alta risoluzione; queste ultime, in particolare, dovranno includere ROV, Multibeam Echosounder (MBES), Side Scan Sonar (SSS), Sub Bottom Profiler (SBP), Magnetometro/Gradiometro. Il documento dovrà essere redatto da soggetti in possesso dei requisiti stabiliti, di cui al c.1 dell'art. 25 del D.Lgs. 50/2016 e al D.M. 60/2009, poi recepiti ai sensi della legge n. 110 del 2014 nel D.M. 244/2019, nonché dalle comprovate competenze e qualifiche professionali subacquee, ai sensi delle regole 22 e 23 dell'Allegato della Convenzione sulla Protezione del Patrimonio Culturale Subacqueo, adottata a Parigi il 2 novembre 2001, ratificata e resa esecutiva in Italia con la L. 157/2009. Anche in caso di assenza di siti o evidenze d'interesse archeologico, gli interventi da realizzarsi, nonché le anomalie individuate dovranno essere posizionati topograficamente e presenti nella documentazione scientifica prodotta, secondo quanto previsto dall'art. 25 del D.Lgs. 50/2016 e dal D.P.C.M. del 14 febbraio 2022, recante "Linee Guida per la Procedura di Verifica



dell'interesse Archeologico ai sensi dell'articolo 25, comma 13, del Decreto Legislativo 18 aprile 2016, n. 50. Relativamente agli aspetti di tutela paesaggistica, eventuali interventi di recupero e trasformazione delle strutture delle piattaforme dovranno attentamente valutare i valori scenici e panoramici del rapporto di intervisibilità terra-mare, in particolare per la piattaforma Jole 1 localizzata a 5 km dalla costa di Cupra Marittima.”

Parere della Divisione VII – Sezione UNMIG dell'Italia Centrale (acquisito agli atti con prot. 16923 del 31/05/2022), che esprime le seguenti valutazioni conclusive per le piattaforme Jole 1 e Fabbrizia1 rientrati nelle competenze della Sezione UNMIG in parola: “Per quanto attiene la piattaforma “JOLE 1”, tenuto conto delle informazioni acquisite, non si ravvisano elementi ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il suo riutilizzo anche per attività diverse da quella mineraria, sempreché appropriate e compatibili con le caratteristiche della struttura. La Sezione segnala poi “Appare utile evidenziare lo stato della piattaforma riscontrato durante l'ispezione del settembre 2020, con particolare riferimento al fenomeno della corrosione/ossidazione”. Per quanto concerne l'altra piattaforma, la Sezione comunica quanto segue “Anche relativamente alla piattaforma “FABRIZIA”, tenuto conto delle informazioni acquisite, non si ravvisano elementi ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il suo riutilizzo anche per attività diverse da quella mineraria, sempreché appropriate e compatibili con le caratteristiche della struttura”.

Pareri della Divisione VI – Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale (acquisiti agli atti con prot. 20465 e 20466 del 28/06/2022), che esprime le seguenti valutazioni conclusive per le piattaforme Ada2 e Ada 4 rientrati nelle competenze della Sezione UNMIG in parola:

#### Piattaforma Ada 2

“Pertanto non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “ADA 2” anche per attività diverse da quella mineraria”.

#### Piattaforma Ada 4

“Pertanto non si ravvisano in linea di principio elementi tecnici ostativi alla possibilità di valutare la fattibilità di progetti per il riutilizzo della piattaforma “ADA 4” anche per attività diverse da quella mineraria”.

Parere della Div V – Procedure di Valutazione Via e Vas della D.G. Valutazioni Ambientali – Ministero della Transizione Ecologica (acquisito agli atti con prot. 18834 del 15/06/2022), che esprime le seguenti valutazioni conclusive per le quattro piattaforme esaminate: “Alla luce delle informazioni riportate nei “Quadri ambientali”, nelle “Relazioni descrittive” e nelle “Valutazioni di integrità strutturale” relativi alla dismissione delle piattaforme in oggetto, si rappresenta quanto



segue. Le piattaforme “Ada 2”, “Ada 4”, “Fabrizia 1” e “Jole 1” in questione presentano nel complesso un discreto stato di conservazione, fatta eccezione per la piattaforma “Ada 4” che presenta un basso stato di conservazione, relativamente alla presenza di vernice protettiva e di fenomeni corrosivi. 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 delle piattaforme poiché queste sono poste sempre ad una distanza maggiore di 5 km, fatta eccezione per le sole piattaforme “Fabrizia 1” e “Jole 1” che ricadono direttamente nell’area IBA222M “Medio Adriatico”, area rilevata tra quelle di maggior utilizzo dalla Berta maggiore nidificante all’Arcipelago delle Tremiti. Relativamente altri aspetti concernenti il contesto socio-economico, non si rilevano criticità legate alle operazioni di rimozione delle suddette piattaforme e delle strutture connesse. In conclusione, nel concordare sul fatto che le piattaforme in argomento sono da dismettere ed 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”.

Al riguardo si rileva che non essendo espresso nel documento di parere in parola della DGVA alcun avviso favorevole in merito alla possibilità di riutilizzo delle piattaforme predette, discende essere stato espresso parere favorevole alla rimozione delle piattaforme e negativo alla possibilità di verificare un eventuale riutilizzo delle piattaforme esaminate.

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, ed in particolare di quello della DG Valutazioni Ambientali che non manifesta aperture alla verifica di nuovi eventuali riutilizzi non minerari delle piattaforme esaminate, si comunica, ai sensi dell’art. 5, comma 4, del D.M. 15/02/2019, che le piattaforme Ada 2, Ada 4, Jole 1 e Fabrizia 1 sono risultate non riutilizzabili.

Si comunica, pertanto, che per le piattaforme Ada 2, Ada 4, Jole 1 e Fabrizia 1 non possono essere presentate istanze di riutilizzo ai sensi del D.M. 15/02/2019 e pertanto le stesse sono da dismettere minerariamente. Per approfondimenti si rimanda al sito UNMIG: <http://unmig.mise.gov.it>.

.....OMISSIS

## Allegato A

AGGIORNAMENTO DELL'ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE

Aggiornamento del 30/6/2022



All'elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo sono da aggiungere

| Nome piattaforma | Concessione mineraria | Ubicazione (Lat/Long WGS84) | Tipo piattaforma | Rimozione senza possibilità di riutilizzo | Possibilità di Riutilizzo |
|------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------|---|---------------------------|
| ADA 2            | A.C9.AG               | 45,183634 N<br>12,591285 E  | Monotubolare     | Sì  | No                        |
| ADA 4            | A.C9.AG               | 45,183561 N<br>12,590910 E  | Monotubolare     | Sì  | No                        |
| JOLE 1           | B.C21.AG              | 43,040959 N<br>13,926435 E  | Monotubolare     | Sì  | No                        |

Tenuto conto dei pareri di competenza emessi ai sensi del comma 3 dell'art. 5 del D.M. 15/02/2019, ed in particolare di quello della DG Valutazioni Ambientali che non manifesta aperture alla verifica di nuovi eventuali riutilizzi non minerari delle piattaforme esaminate, si comunica, ai sensi dell'art. 5, comma 4, del D.M. 15/02/2019, che le piattaforme Ada 2, Ada 4, Jole 1 e Fabrizia 1 sono risultate non riutilizzabili.

Per completezza di questa Relazione al Parlamento, si riportano gli elenchi delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente così come pubblicati sul BUIG (Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse) nei mesi di dicembre 2022, 2021, 2020 e 2019.



BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXVI N. 12 - 31 Dicembre 2022

**ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**  
**Aggiornamento al 31 dicembre 2022**

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<br>12,591285 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| ADA 3            | A.C9.AG               | Eni S.p.A.        | 45,183361 N<br>12,591176 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| ADA 4            | A.C9.AG               | Eni S.p.A.        | 45,183561 N<br>12,590910 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| AZALEA A         | A.C8.ME               | Eni S.p.A. (r.u.) | 44,171769 N<br>12,714258 E  | Bitubolare a portale | Presentato                                  |
| FABRIZIA 1       | B.C21.AG              | Eni S.p.A. (r.u.) | 43,041377 N<br>14,001140 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| JOLE 1           | B.C21.AG              | Eni S.p.A. (r.u.) | 43,040959 N<br>13,926435 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| PC 73            | PORTO CORSINI MARE    | Eni S.p.A.        | 44,385037 N<br>12,579101 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| ARMIDA 1         | A.C29.EA              | Eni S.p.A.        | 44,475932 N<br>12,449540 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| REGINA 1         | A.C17.AG              | Eni S.p.A. (r.u.) | 44,102781 N<br>12,834209 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| VIVIANA 1        | B.C5.AS               | Eni S.p.A.        | 42,65643 N<br>14,155021     | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |

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 |
|------------------|-----------------------|-----------|-----------------------------|------------------|---|
|                  |                       |           |                             |                  |   |



**ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**  
**Aggiornamento al 31 dicembre 2021**

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 3            | A.C9.AG               | Eni S.p.A. | 45,183361 N<br>12,591176 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| AZALEA A         | A.C8.ME               | Eni S.p.A. | 44,171769 N<br>12,714258 E  | Bitubolare a portale | Presentato                                  |
| PC 73            | PORTO CORSINI MARE    | Eni S.p.A. | 44,385037 N<br>12,579101 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| ARMIDA 1         | A.C29.EA              | Eni S.p.A. | 44,475932 N<br>12,449540 E  | Monotubolare         | 31/05/2022                                  |
| REGINA 1         | A.C17.AG              | Eni S.p.A. | 44,102781 N<br>12,834209 E  | Monotubolare         | 31/05/2022                                  |

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 |
|------------------|-----------------------|------------|-----------------------------|------------------|---|
| VIVIANA 1 (*)    | B.C5.AS               | Eni S.p.A. | 42,656430 N<br>14,155021 E  | Monotubolare     | 30/06/2022                                  |

(\*) Vedi Nota informativa riportata in Allegato A al Comunicato ministeriale 28 giugno 2021, pubblicato nel BUIG Anno LXV-N.6



BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXIV N. 12 - 31 Dicembre 2020

**ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**

Aggiornamento al 31/12/2020

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 3            | A.C9.AG               | Eni S.p.A. | 45,183361 N<br>12,591176 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| AZALEA A         | A.C8.ME               | Eni S.p.A. | 44,171769 N<br>12,714258 E  | Bitubolare a portale | 30/06/2021                                  |
| PC 73            | PORTO CORSINI<br>MARE | Eni S.p.A. | 44,385037 N<br>12,579101 E  | Monotubolare         | 30/06/2021                                  |

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 |
|------------------|-----------------------|------------|-----------------------------|------------------|---|
| ARMIDA 1         | A.C29.EA              | Eni S.p.A. | 44,475932 N<br>12,449540 E  | Monotubolare     | 31/07/2021                                  |
| REGINA 1         | A.C17.AG              | Eni S.p.A. | 44,102781 N<br>12,834209 E  | Monotubolare     | 31/07/2021                                  |



BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXIII N. 12 - 31 Dicembre 2019

**ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**

Aggiornamento al 31/08/2019

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

| Nome piattaforma | Concessione mineraria | Coordinate                           | Tipo piattaforma | Rimozione senza possibilità di riutilizzo | Possibilità di riutilizzo |
|------------------|-----------------------|--------------------------------------|------------------|---|---------------------------|
| ADA 3            | A.C9.AG               | Lat.45,183361 N<br>Long. 12,591176 E | Monotubolare     | SI  | NO                        |

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 | Coordinate                            | Tipo piattaforma     | Rimozione senza possibilità di riutilizzo | Possibilità di riutilizzo |
|------------------|-----------------------|---------------------------------------|----------------------|---|---------------------------|
| AZALEA A         | A.C8.ME               | Lat. 44,171769 N<br>Long. 12,714258 E | Bitubolare a portale | NO  | SI                        |
| PC 73            | PORTO CORSINI MARE    | Lat. 44,385037 N<br>Long. 12,579101 E | Monotubolare         | NO  | SI                        |



BUIG - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LXVI N. 12 - 31 Dicembre 2022

**ELENCO DELLE PIATTAFORME E INFRASTRUTTURE DA DISMETTERE MINERARIAMENTE**  
**Aggiornamento al 31 dicembre 2022**

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<br>12,591285 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| ADA 3            | A.C9.AG               | Eni S.p.A.        | 45,183361 N<br>12,591176 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| ADA 4            | A.C9.AG               | Eni S.p.A.        | 45,183561 N<br>12,590910 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| AZALEA A         | A.C8.ME               | Eni S.p.A. (r.u.) | 44,171769 N<br>12,714258 E  | Bitubolare a portale | Presentato                                  |
| FABRIZIA 1       | B.C21.AG              | Eni S.p.A. (r.u.) | 43,041377 N<br>14,001140 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| JOLE 1           | B.C21.AG              | Eni S.p.A. (r.u.) | 43,040959 N<br>13,926435 E  | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |
| PC 73            | PORTO CORSINI MARE    | Eni S.p.A.        | 44,385037 N<br>12,579101 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| ARMIDA 1         | A.C29.EA              | Eni S.p.A.        | 44,475932 N<br>12,449540 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| REGINA 1         | A.C17.AG              | Eni S.p.A. (r.u.) | 44,102781 N<br>12,834209 E  | Monotubolare         | Presentato                                  |
| VIVIANA 1        | B.C5.AS               | Eni S.p.A.        | 42,65643 N<br>14,155021     | Monotubolare         | 30/04/2023                                  |

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 |
|------------------|-----------------------|-----------|-----------------------------|------------------|---|
|                  |                       |           |                             |                  |   |



### 2.1.3 - Ispezioni [✓f]

I dati sulle ispezioni in mare effettuate durante il periodo di riferimento della relazione (anno 2022) sono riportati in Tabella:

| Numero di ispezioni in mare | Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi) | Numero di impianti ispezionati |
|-----------------------------|---|--------------------------------|
| 291                         | 325   | 257                            |

#### Ulteriori attività di controllo

- 317 ore di pattugliamento aereo
- 9425 ore di pattugliamento navale
- 716 monitoraggi satellitari
- 3 ispezioni subacquee (40 miglia di TAP + TRANSMED)

#### 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 2022, 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 2022.



#### 2.1.4 Dati relativi agli incidenti [✓g]

Nel corso del 2022 non si sono verificati eventi<sup>3</sup> classificabili ai sensi dell'allegato I del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione europea.

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

| <b>Categorie ai sensi dell'allegato IX</b>  | <b>Numero di eventi</b> | <b>N. eventi<br/>ore lavorate</b> | <b>N. eventi<br/>ktep</b> |
|---|-------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| <b>a) Rilasci accidentali</b>   | <b>0</b>                | <b>0</b>                          | <b>0</b>                  |
| <i>Rilasci di petrolio/gas infiammati - Incendi</i>   | -                       | -                                 | -                         |
| <i>Rilasci di petrolio/gas infiammati - Esplosioni</i>  | -                       | -                                 | -                         |
| <i>Rilasci di gas non infiammato</i>  | -                       | -                                 | -                         |
| <i>Rilasci di petrolio non infiammato</i>   | -                       | -                                 | -                         |
| <i>Rilasci di sostanze pericolose</i>   | -                       | -                                 | -                         |
| <b>b) Perdita di controllo del pozzo</b>  | <b>0</b>                | <b>0</b>                          | <b>0</b>                  |
| <i>Eruzioni</i>   | -                       | -                                 | -                         |
| <i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso</i> | -                       | -                                 | -                         |
| <i>Guasto di una barriera del pozzo</i>   | -                       | -                                 | -                         |
| <b>c) Guasto di SECE (elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)</b>                         | <b>0</b>                | <b>0</b>                          | <b>0</b>                  |
| <b>d) Perdita di integrità strutturale</b>  | <b>0</b>                | <b>0</b>                          | <b>0</b>                  |
| <i>Perdita di integrità strutturale</i>   | -                       | -                                 | -                         |

<sup>3</sup>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.



|   |          |          |          |
|---|----------|----------|----------|
| <i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i>  | -        | -        | -        |
| <i>Perdita di stazionarietà</i>   | -        | -        | -        |
| <b>e) Collisione di una nave</b>  | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>f) Incidenti di elicottero</b>   | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>g) Incidenti mortali</b><br>(solo se in relazione a un incidente grave)  | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>h) Infortuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente</b><br>(solo se in relazione a un incidente grave) | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>i) Evacuazioni di personale</b>  | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>j) Incidenti ambientali</b>  | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |

**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 singolo evento<sup>4</sup>; 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.

<sup>4</sup> 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<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>...



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

|                                  | Numero eventi | Valore normalizzato<br>(eventi/ore lavorate) |
|----------------------------------|---------------|--|
| Numero totale di decessi         | 0             | 0  |
| Numero totale di infortuni gravi | 0             | 0  |
| Numero totale di infortuni       | 4             | $1,74 * 10^{-6}$                             |

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

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

1. Nel 2022, nel settore *upstream offshore*, sono stati registrati 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) e nessun infortunio fatale; più in dettaglio, nessun infortunio si è verificato in attività tipiche del settore *oil & gas* mentre i rimanenti 4 infortuni (2 lievi e 2 gravi) non sono riconducibili ad attività prettamente *oil & gas*, ma hanno comunque coinvolto personale che opera sulle piattaforme, durante la loro permanenza sulle stesse e anche al di fuori dell'orario di lavoro.
2. 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.

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

Nel 2022, nel settore *upstream offshore*, sono stati registrati 4 infortuni lievi, nessun infortunio grave e nessun infortunio fatale; più in dettaglio questi infortuni non sono riconducibili ad attività prettamente *oil & gas*, ma hanno comunque coinvolto personale che opera sulle piattaforme, durante la loro permanenza sulle stesse e anche al di fuori dell'orario di lavoro.

**Infortunio del 14/03/2022** – P.ma Daria B – concessione A.C13.AS: Il giorno 14/03/2022, alle ore 7.15 circa, prima di iniziare l'attività, il lavoratore ha lamentato dolori al braccio destro ed alla gamba sinistra, riferendoli al Sorvegliante. Il lavoratore non ha riportato in alcun modo che tali dolori fossero conseguenza di evento lesivo. Il Sorvegliante ha prontamente attivato la procedura di evacuazione sanitaria (codice giallo) per lo sbarco ed il successivo trasporto presso struttura sanitaria per le verifiche del caso. E' stato immediatamente contattato il Direttore Responsabile informandolo dell'accaduto

**Infortunio del 12/06/2022** – P.ma Daria A – concessione A.C13.AS: Il giorno 12/06/2022, alle ore 13.40 circa, durante le operazioni di sabbiatura alle vie di fuga del *cellar deck* della piattaforma Daria A, l'infortunato direzionava accidentalmente il flusso in uscita dalla spingarda verso l'avambraccio destro, procurandosi abrasioni superficiali. Il Sorvegliante ha prontamente attivato la procedura di evacuazione sanitaria per lo sbarco ed il successivo trasporto presso struttura sanitaria per le cure del caso.

**Infortunio del 02/09/2022** – P.ma Luna A – concessione D.C1.AG: Il giorno 01/09/2022, un operatore della ditta OFRA, dopo una pausa lavorativa, nell'infilare il guanto per ricominciare a lavorare, è stato punto da un insetto che si trovava nel guanto sinistro.

**Infortunio dell'11/12/2022** – FSO Leonis. Durante lo spostamento di una pedana in coperta un Ufficiale della ditta contrattista SAROMAR Srl perdeva l'equilibrio sbattendo il fianco, il ginocchio e la spalla destra.



3. Nel 2022 non si sono verificati eventi incidentali; il numero di eventi comunicati ai sensi dell'All. IX è zero (0) così come è zero (0) il numero di eventi identificati come incidenti gravi.

### 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

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





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

Si elencano gli eventi, avvenuti nell'anno 2022, 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 accaduto, una breve descrizione dello stesso ed i tempi di risoluzione della criticità che ha portato all'attivazione dell'ESD.

| <b>N.</b> | <b>Data (dall' 1/01/2022 al 31/12/2022)</b> | <b>Nome impianto e codice concessione di coltivazione</b> | <b>Evento che ha determinato l'avvio della procedura ESD</b> | <b>Tempi (ore) di risoluzione criticità</b> |
|-----------|---|---|--|---|
| 1         | 04/01/2022                                  | Barbara NW<br>A.C 7.AS                                    | Guasto PLC sistema Fire & Gas                                | 72h → causa cond meteo avverse              |
| 2         | 07/01/2022                                  | Calipso<br>B.C14.AS                                       | Guasto generatori elettrici                                  | 24h   |
| 3         | 17/03/2022                                  | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                                   | Guasto generatori elettrici                                  | 14h   |
| 4         | 23/03/2022                                  | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                                   | Guasto generatori elettrici                                  | 16h   |
| 5         | 30/03/2022                                  | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                                   | Guasto generatori elettrici                                  | 88h → causa cond meteo avverse              |
| 6         | 14/04/2022                                  | Agostino B<br>A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA                    | Avaria DCS   | 6h  |
| 7         | 13/04/2022                                  | Amelia B-C-D<br>A.C 2.AS                                  | Avaria PLC di piattaforma                                    | 13h   |
| 8         | 20/06/2022                                  | Agostino B<br>A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA                    | Perdita comunicazioni RTU                                    | 9h  |
| 9         | 29/06/2022                                  | Brenda<br>A.C 12.AG                                       | Allarme fumi locale compressore aria                         | 5h  |
| 10        | 29/06/2022                                  | Agostino B<br>A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA                    | Perdita comunicazioni RTU                                    | 1h30m                                       |



|    |            |   |   |                            |
|----|------------|---|---|----------------------------|
| 11 | 29/06/2022 | Amelia-B<br>A.C 2.AS                    | Blocco Gruppo<br>elettrogeno                  | 9h                         |
| 12 | 24/07/2022 | Fratello Nord<br>B.C5.AS                | Alto DP filtra fuel gas                       | 12h15m                     |
| 13 | 30/07/2022 | Antonella<br>A.C 5.AV, A.C 6.AS         | Alta temperatura<br>locale STAU               | 7h30m                      |
| 14 | 19/08/2022 | Barbara NW<br>A.C 7.AS                  | BP circuito<br>oleodinamico                   | 25h                        |
| 15 | 17/09/2022 | Garibaldi A<br>A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA | Falsa rilevazione<br>incendio STAU            | 24h                        |
| 16 | 17/09/2022 | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                 | Avaria sensori mix<br>esp                     | 17h30m                     |
| 17 | 27/09/2022 | Clara Est<br>B.C 13.AS                  | Allarme n°2 sensori<br>fumi locale STAU       | 21h                        |
| 18 | 05/11/2022 | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                 | ESD scheda F&G                                | 50h                        |
| 19 | 11/11/2022 | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                 | ESD scheda F&G                                | 64h →cond meteo<br>avverse |
| 20 | 14/11/2022 | Barbara-E<br>A.C7.AS/B.C18.RI           | Anomalia scheda PLC<br>in STAU                | 24h                        |
| 21 | 16/11/2022 | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                 | ESD scheda F&G                                | 22h                        |
| 22 | 19/11/2022 | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                 | Avaria scheda F&G                             | 44h                        |
| 23 | 20/11/2022 | Agostino B<br>A.C1.AG/A.C3.AS/A.C25.EA  | Avaria PLC                                    | 22h                        |
| 24 | 23/11/2022 | Bonaccia NW<br>B.C17.TO                 | Avaria scheda F&G                             | 23h                        |
| 25 | 01/12/2022 | Basil<br>A.C 12.AG                      | Intervento piloti per<br>idrati al collettore | 25h10m                     |
| 26 | 15/12/2022 | Naomi Pandora<br>A.C 33.AG              | Avaria PLC                                    | 16h20m                     |

## 2.1.9 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 2022.



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

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

**Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016.** *Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145.*

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

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



Il decreto definisce i principi per una strategia integrata di pianificazione delle attuali e future attività marittime, riguardanti settori diversi quali l'energia, il trasporto marittimo, la pesca, l'estrazione di materie prime e il turismo, al fine di garantire una gestione efficace delle stesse ed una "economia blu" competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse. Lo stesso specifica, inoltre, che la pianificazione dello spazio marittimo è attuata sulla base di piani di gestione, strumenti fondamentali per programmare sia l'utilizzo dell'ambiente marino sia la distribuzione spaziale e temporale delle attività e delle strutture *offshore* che possono comprendere, tra l'altro, le infrastrutture per l'energia rinnovabile e per l'esplorazione, la coltivazione ed il trasporto di idrocarburi.

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

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

**Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104.** *Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che*



*modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.*

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

**Decreto Legislativo 15 novembre 2017, n. 183** *Attuazione della direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170.*

Ai sensi dell'art. 1, comma 10, lett. d), non costituiscono medi impianti di



combustione le turbine a gas e motori a gas e diesel usati su piattaforme *offshore*.

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

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

**Decreto Ministeriale 5 luglio 2017** *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.*

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico ha modificato il DM del 7 dicembre 2016 di disciplina delle procedure di rilascio e di gestione dei titoli minerari, ivi compreso il titolo unico ex art. 38 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164 (c.d. "Decreto Sblocca Italia"). Diverse Regioni italiane (Abruzzo, Marche, Puglia, Lombardia, Veneto, Campania e Calabria) hanno promosso ricorso di legittimità costituzionale avverso l'art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia dinanzi la Corte Costituzionale che, con sentenza n. 170 del 2017, ne ha dichiarato l'incostituzionalità nella parte in cui non ha previsto l'intesa



regionale nel procedimento finalizzato all'adozione del disciplinare tipo sul titolo concessorio unico. Al fine di tener conto dei principi enunciati dalla Corte, il DM del 9 agosto 2017 ha quindi stralciato dal DM 7 dicembre 2016 ogni riferimento al titolo concessorio unico ed ha conferito mandato alla DGS-UNMIG ed alla DGSAIE di adottare il disciplinare tipo ex art. 38, comma 7, dello Sbocca Italia, tenendo conto della decisione della Corte e quindi garantendo la piena partecipazione regionale nella predisposizione della normativa tecnica.

**Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017**

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

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

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

Con l'art. 11-ter (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee) della legge 12/2019 è stata introdotta la pianificazione delle aree idonee, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, per lo





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



istanze di proroga. La stessa norma prevede infine l'aumento dei canoni minerari, a decorrere dal 1° giugno 2019.

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

Le Linee guida sono state adottate in applicazione dell'art. 25, comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante «Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114». Il provvedimento definisce le procedure di *decommissioning* delle piattaforme e delle infrastrutture connesse, a servizio di impianti minerari, situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nell'ambito di concessioni di coltivazione di giacimenti di idrocarburi ormai esauriti o non più utilizzabili. L'obiettivo delle Linee guida è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria delle piattaforme offshore, affinché l'intero processo sia compatibile sotto il profilo ambientale e sociale, nel rispetto della Strategia Marina, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibile. Tra le disposizioni, l'obbligo per le società titolari di concessioni minerarie di comunicare, entro il 31 marzo di ogni anno, al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, allegando una relazione tecnica descrittiva sullo stato degli impianti. Il MiSE, acquisiti i pareri del Ministero dell'Ambiente e il



Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, pubblica entro il 30 giugno di ogni anno la lista delle piattaforme in dismissione e in particolar modo quelle che possono essere riutilizzate. Possono essere quindi valutati e promossi anche eventuali usi alternativi innovativi delle piattaforme, in un'ottica di economia circolare e crescita blu. Le società e gli enti interessati al riutilizzo di una piattaforma in dismissione per scopi diversi dall'attività mineraria possono presentare il proprio progetto entro 12 mesi dalla pubblicazione dell'elenco. Le istanze presentate saranno valutate dall'Amministrazione competente, sulla base di specifici criteri quali l'innovazione, le ricadute socio-economiche, la sostenibilità e i tempi di esecuzione.

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

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



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

L'art. 1, comma 736, della Legge 160/2019 modifica la disciplina sulle *royalties* (di cui all'art. 19 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625) dovute dai titolari delle concessioni di coltivazione, eliminando l'esenzione prevista per i primi 20 milioni di metri cubi standard di gas e 20.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in terraferma, e per i primi 50 milioni di metri cubi standard di gas e 50.000 tonnellate di olio, prodotti annualmente in mare. A partire dal 1 gennaio 2020, inoltre, le esenzioni dal pagamento delle *royalties* previste per tener conto delle marginalità economiche nonché degli oneri di produzione, compresi quelli di trattamento e trasporto, si applicano unicamente alle concessioni di coltivazione con una produzione annua inferiore o pari a 10 milioni di metri cubi standard di gas in terraferma e con una produzione inferiore o pari a 30 milioni di metri cubi standard di gas in mare. Il versamento dell'aliquota di prodotto precedentemente oggetto di esenzione è effettuato in forma cumulativa, per tutte le concessioni delle quali il soggetto passivo d'imposta è titolare, presso la Tesoreria centrale dello Stato.



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

Con l’art. 12, comma 4-bis, del citato D.L. 162/2019, convertito nella Legge 8/2020, sono state apportate modifiche all’articolo 11-ter del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12. Il citato art. 11-ter ha introdotto il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse possano risultare compatibili con l’assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. L’intervento normativo di cui alla Legge 8/2020 ha soltanto prorogato il termini di approvazione del citato PiTESAI, da 18 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso, portandolo da 24 a 36 mesi; è stata inoltre introdotta la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività *upstream*.



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

Detto provvedimento, con l’art. 60-bis, ha apportato modifiche al Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di attuazione della direttiva 2009/31/CE, in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nell’ottica della semplificazione e della “promozione” di dette attività anche ai fini del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni in atmosfera.

E' stato pertanto modificato l’art. 7, comma 3, del D.Lgs. 162/2011 prevedendo che, nelle more dell’adozione del piano delle aree idonee allo svolgimento di dette attività, previsto dallo stesso D.Lgs., possano essere comunque rilasciate, in via provvisoria, eventuali licenze di esplorazione ed autorizzazioni allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio. Sono comunque considerati quali siti idonei i giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell’ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale, per i quali il Ministero dello Sviluppo Economico (oggi, Ministero della Transizione Ecologica) può autorizzare i titolari delle relative concessioni di coltivazione a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>. Con l’art. 62-ter dello stesso D.L. 76/2020 è stata inoltre introdotta



una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

In materia di tassazione del settore *upstream*, l'art. 18 del D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625, di recepimento della direttiva europea 94/22/CEE, prevede infatti che i titolari di permessi di prospezione e ricerca di idrocarburi, nonché di concessioni di coltivazione e di stoccaggio sono tenuti a versare allo Stato un c.d. "canone demaniale" in funzione dell'estensione della superficie geografica del titolo minerario in essere, con cadenza annuale e secondo un importo fisso e predeterminato dal legislatore. Tale corrispettivo è dovuto per il godimento di un bene demaniale di proprietà dello Stato, sia come superficie, sia soprattutto come sottosuolo. Detti canoni sono stati rideterminati dall'art. 11-ter, commi 9 e 10, del D.L. n. 135/2018, convertito in Legge n. 12/2019, disponendone, a decorrere dal 1° giugno 2019, l'aumento di 25 volte rispetto agli importi precedentemente stabiliti dal legislatore del 1996.

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



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

• **Legge 26 febbraio 2021 n. 21 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE, EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto".**

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

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





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

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

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

In estrema sintesi, il PiTESAI prevede dunque che:

- i procedimenti relativi ad istanze di prospezione e ricerca proseguono solo se riguardanti gas e se presentate dopo il 01/01/2010, purché ricadenti in "aree idonee" alla presentazione di future istanze;



- i procedimenti relativi ad istanze di concessioni proseguono in “aree idonee”, o anche in “aree non idonee” purché in questo caso sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 150 MSmc ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell’iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento;
- i permessi di ricerca vigenti proseguono nelle attività, salvo quelli sospesi nel decorso temporale da più di 7 anni precedenti l’entrata in vigore della Legge 12/2019, per motivi esclusivamente dipendenti da scelte del titolare del permesso, purché riguardanti solo la ricerca di gas e ricadenti, anche parzialmente, in “aree idonee”;
- le concessioni di coltivazione di idrocarburi in terraferma ed in mare proseguono se hanno infrastrutture in essere o già approvate in “aree idonee”, salvo quelle improduttive da più di 7 anni precedenti dall’adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;
- le concessioni in mare proseguono anche se hanno una o più infrastrutture in “aree non idonee”, salvo quelle improduttive da più di 5 anni precedenti dall’adozione del Piano, per motivi dipendenti da scelte del concessionario;
- le concessioni in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastrutture all’interno di “aree non idonee” purché siano produttive o improduttive da meno di 5 anni precedenti dall’adozione del Piano e che a seguito dell’analisi costi benefici (CBA) ottengano un risultato per cui i costi della mancata proroga sono superiori ai benefici, restando in vigore e



continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi CBA ne giustificherà la prosecuzione;

- le altre concessioni di coltivazione vigenti che, alla data di adozione del PiTESAI non saranno in una delle predette casistiche, resteranno in vigore fino alla scadenza - da intendersi come scadenza del titolo o della proroga anche in corso di rilascio - senza possibilità di eventuali ulteriori proroghe.

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

Con D.L. 22/2021, n. 22 il Ministero dell'ambiente del territorio e del mare (MATTM) è stato ridenominato Ministero della Transizione Ecologica (MITE) e a questo sono state attribuite competenze e funzioni anche in materia di energia, prima in capo al Ministero dello sviluppo economico, con conseguente trasferimento delle due direzioni generali coinvolte - Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica (DGAECE) e Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (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 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 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 ripermimetrazione 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 definitivamente (...) alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi 540.414 km<sup>2</sup> di mare, su un totale di 568.976 km<sup>2</sup> 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 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 sm<sup>3</sup>, 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 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 sm<sup>3</sup> 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, 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).

## **2.2 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 sono tenute riunioni, mentre nel 2022 il Comitato centrale ha ripreso le attività riunendosi 2 volte, e precisamente:



## 23 MARZO 2022

Il Comitato si riunisce a oltre due anni di distanza dalla sua ultima riunione (18 febbraio 2020). Lo scopo principale è quello di riprendere le attività focalizzando la discussione, in particolare, sulle problematiche che sono maturate. Non si prevede di ricorrere ad alcuna delibera, ma discutere i problemi in essere, definirne le possibili soluzioni, per poi pensare di deliberare in riunioni successive.

Temi trattati:

**Comunicazioni:** Inviata Relazione al Parlamento anno 2020; migrazione sito del Comitato dal Mise al Mite. Presentazione della Relazione “*Tutela e salvaguardia dell’ambiente marino: dispositivo di vigilanza e monitoraggio della Guardia costiera sulle zone di mare poste sotto la giurisdizione dello Stato*”, l’Amm. Giuseppe Aulicino, capo del Reparto Piani e Operazioni del Comando generale del Corpo delle Capitanerie di Porto-Guardia Costiera, illustra i compiti istituzionali della Guardia costiera con particolare attenzione alle piattaforme di estrazione petrolifera dislocate nel mare Adriatico e Ionio.

**Focus sui temi di maggior rilievo per l’attività del Comitato:** (a) Necessità di definire con URGENZA la Segreteria operativa e tecnica del Comitato. A norma di legge la DG (DG PNM MiTE) che ospita il Comitato è tenuta a fornire il supporto logistico e amministrativo, nonché le risorse umane e strumentali alla Segreteria del Comitato. Ora, urge comporre la Segreteria del Comitato. Attualmente, la Segreteria non dispone di nessuna risorsa in termini di personale. E’ necessario fissare fisicamente una SEDE e relative risorse strumentali presso cui la Presidenza e la Segreteria possa fare riferimento e presso cui collocare il materiale cartaceo raccolto nei quasi 5 anni di attività. (b) Discussione sulla revisione e nuova definizione del



Regolamento di funzionamento del Comitato in sostituzione del Regolamento di cui al DPCM 27 settembre 2016. Urge attuare una revisione di detto Regolamento di funzionamento del Comitato in considerazione delle riorganizzazioni delle DG dei Ministeri MiSE e MiTE.

**Comunicazioni in tema di Consultazione Tripartita:** Tenutasi il 22 marzo 2022 riunione preliminare di Consultazione tripartita con la illustrazione di quanto le Società ENI, EniMed ed Energean hanno previsto in tema di sicurezza, degli standard e delle strategie attuate a seguito sia degli incidenti occorsi negli ultimi anni, sia della emergenza Covid19; il tutto con il coinvolgimento delle rappresentanze sindacali.

**Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori:** Riproposizione in Comitato delle problematiche connesse alle tipologie di spesa a cui il Comitato può riferirsi per attingere risorse dal fondo 1 per mille. Urge attuare alcune modifiche normative all'art. 8 del Dlgs 18 agosto 2015, al fine di garantire piena operatività del Comitato per la copertura delle spese di missione dei componenti del Comitato medesimo sia a livello di Comitati periferici, sia a livello di Comitato centrale.

**Aggiornamento sullo stato valutazioni RGR e sulla possibile revisione delle Linee Guida RGR**

**Aggiornamento su Memorandum Ispezioni:** Rifocalizzazione sul Memorandum approvato della riunione del 18 febbraio 2018

**Riepilogo attività svolta nel 2020 per regolamento EU 1112/2014:** Presentazione della Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2020) del Regolamento di Esecuzione (UE) n. 1112/2014 della Commissione Europea.



**Aggiornamento sui lavori dell'European Offshore Authority Group (EUOAG):** EU Guidance for EERP (Emergency External Recovery Plans ; Final Report of the STUDY on platform DECOMMISSIONING; Appunto DG IS – MiTE sulla revisione/modifica, anche in attuazione del recente PiTESAI, delle “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse” (riferimento al D.M. 15/02/2019)

18 MAGGIO 2022

Temi trattati:

**Comunicazioni:** firmati il 16 maggio 2022 i documenti di consultazione TRIPARTITA; tenutosi Incontro bilaterale IT-Croazia (24 maggio 2022) che prevede anche un importante tema relativo a: *encourage efforts in establishing further joint preventive actions at the sub-regional level that can reduce the risk of marine pollution incidents, taking into account the “Agreement on the Sub-Regional Contingency Plan for prevention of, preparedness for and response to major marine pollution incidents in the Adriatic Sea”, as well as the work carried out in the framework of the EU Strategy for the Adriatic and Ionian Region (EUSAIR);* presentazione della Relazione “*Sistema nazionale di prevenzione e lotta agli inquinamenti marini dovuti a sversamenti in mare di prodotti petroliferi da navi e da piattaforme petrolifere*”. La Relazione è stata tenuta dalla Dott.ssa Emanuela Spadoni della DG PNM del MiTE.

**Focus sui temi di maggior rilievo per l'attività del Comitato:** sono stati posti ulteriormente i temi relativi alla Segreteria tecnica e operativa, alla sede del Comitato e quelli sull'aggiornamento del Regolamento di



funzionamento anche in riferimento alla ridefinizione di ruoli e competenze del comitato centrale e dei comitati periferici;

**Consultazione Tripartita:** riferiti gli esiti riunione tripartita del 16 maggio ove sono stati approvati i Documenti di Consultazione Tripartita fra rappresentanze sindacali e Operatori offshore (Eni, EniMed, Energean).

**Situazione finanziaria relativa al versamento del contributo dell'1 per mille da parte degli operatori:** viene riproposta e discussa la necessità di modificare il testo dell'art. 8, comma 7 del decreto legislativo 145/2015, affinché i versamenti effettuati dagli operatori possano avere la loro effettiva e utile destinazione a copertura di tutte le spese di gestione del Comitato offshore, comprese le spese di missione ed ispezione dei rispettivi membri, queste ultime per la parte residuale non coperta dall'operatore. La proposta di modifica non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica né per i privati. I versamenti dell'1 per 1000 delle opere da realizzare, effettuati dagli operatori, sono infatti pienamente sufficienti a garantire anche la copertura delle spese suindicate. Proposta dei VVF di adottare, per le finalità citate, uno schema normativo analogo a quello che permette di riassegnare parte delle somme versate dai gestori degli stabilimenti ricadenti nel campo di applicazione delle D.lgs 105/15 (attuazione della direttiva "Seveso 3") per l'incentivazione delle attività ispettive.

**Eventuali e varie:** (a) l'Amm. Berutti Bergotto evidenziando l'intrinsecità dei concetti di security e safety, e ricordando come in mare la sicurezza sia un'accezione estesa che contemperi entrambi i concetti inscindibili tra di loro. La Forza armata attraverso un'unica Centrale Operativa Marina Militare (COMM), ubicata a S. Rosa (ROMA), effettua la fusion delle informazioni provenienti dai vari dicasteri e non (assetti NATO, UE). In ragione della crescente importanza rivestita dal mare, risulta inoltre determinante l'effettiva



capacità di monitoraggio delle piattaforme off-shore e dei fondali marini sui quali risiedono le c.d. infrastrutture critiche subacquee (oleodotti, gasdotti, dorsali dati, elettrodotti, ecc.). (b) Viene ricordato che nel corso della definizione dei Documenti di consultazione tripartita è emersa da parte degli Operatori la necessità di una revisione delle Linee Guida per la stesura della Relazione sui Grandi Rischi e in particolare la necessità di fornire indicazioni sulla decorrenza della validità della RGR prima di riesame periodico della stessa.

Alle suddette riunioni del Comitato centrale, Il Presidente, in attuazione art. 19, c.5, D.Lgs. 145/2015 e del DM 7/07/2017 (recante modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori e rappresentanti delle dei lavoratori) nel corso del 2022 ha provveduto a organizzare le seguenti riunioni:

#### 22 MARZO 2022

**Riunione preliminare di “Consultazione tripartita” (in accordo al DM 5/07/2017 riportato in Allegato 3).** Tenuto conto che gli ultimi documenti di consultazione tripartita sono stati sottoscritti il 29 gennaio 2020, considerato l’arco temporale sin qui trascorso, unitamente alle condizioni operative e di lavoro che si sono rese necessarie per affrontare l’emergenza sanitaria Covid 19, viene dato avvio alla presente allo scopo è di approvare nei 60 giorni successivi ad oggi i Documenti di Consultazione Tripartita fra i rappresentanti delle società operanti nell’offshore italiano, i rappresentanti delle organizzazioni sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative e questa Presidenza. E’ stata presentata da ENI una illustrazione: (a) delle



misure di sicurezza, degli standard e strategie attuati a seguito dell'incidente grave occorso nella piattaforma "Barbara F" sopradetta per prevenire incidenti simili; (b) dell'informazione e coinvolgimento delle rappresentanze sindacali in merito all'incidente occorso e nella definizione delle misure di sicurezza, degli standard e strategie sopra dette; (3) delle principali azioni intraprese durante l'emergenza sanitaria da Covid 19. Successivamente, sono state illustrate da parte delle Società Energean ed Enimed (Società a socio unico di Eni operante nell'*upstream* siciliano) le misure di sicurezza attuate per il Covid e post incidente sopra citato illustrato. Infine, si è discusso sullo status degli adempimenti in merito al d.Lgs. 145/2015 con riferimento alle RGR e si sono discusse eventuali criticità in ordine alle seguenti tematiche: (a) se possano essere definite ed elaborate guide tecniche operative sulle migliori pratiche in relazione al controllo dei grandi rischi sulle problematiche avute nell'incidente grave in parola ai sensi dell'art. 19 comma 8 del Dlgs 145/2015 e dell'art. 4 comma 11 del DPCM 27/09/2016; (b) se sia necessaria l'apertura di una consultazione tripartita secondo le modalità previste dall'art. 5 del DM 5/07/2017 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti sottoscritti. E' stato deciso di dare avvio ad una consultazione tripartita secondo le modalità previste dall'art. 5 del DM 5/07/2017 e dell'art. 3 degli accordi tripartiti ribadendo di fissare al 16 maggio 2022 la convocazione della prossima riunione per la sottoscrizione dei Documenti di Consultazione Tripartita. Gli Operatori si sono impegnati a questo scopo a fare pervenire preventivamente i relativi Documenti aggiornati alla luce delle indicazioni emerse nella discussione odierna allo scopo di consentire le opportune verifiche alle organizzazioni sindacali dei lavoratori.

16 MAGGIO 2022.





A valle della riunione preliminare del 22 marzo 2022, gli operatori hanno trasmesso i loro “Documenti di Consultazione Tripartita” alle rappresentanze dei lavoratori. Durante la riunione gli Operatori illustrano i Documenti a cui seguono richieste di chiarimento su alcuni aspetti da parte dei Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali. Rappresentanti delle Organizzazioni sindacali concordano nel ritenere i Documenti di Consultazione presentati molto bene strutturati, rispondendo a quanto la norma prevede. Invitano ad una applicazione che “vivifichi la partecipazione dei lavoratori e in particolare delle sue rappresentanze, che non sia solo atto formale, ma sostanziale nella costruzione di una condizione di più alta sicurezza”. Le risultanze emerse nel corso della riunione hanno portato all’aggiornamento e all’approvazione unanime dei Documenti di Consultazione Tripartita e costituiscono la naturale prosecuzione del dialogo tra le Parti, ove continua a manifestarsi responsabilità verso gli aspetti di sicurezza delle attività a mare, consentendo una gestione aggiornata e condivisa delle questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. Vengono quindi firmati i “Documenti di Consultazione Tripartita” fra le rappresentanze sindacali (CGIL Filcten, UIL TEC e FEMCA CISL), gli operatori (EniMed, ENI ed ENERGEAN) e il Presidente.

### **2.3 Attività dei Comitati periferici**

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



pertinenza al Comitato e alla DGS-UNMIG (diventata successivamente DGISSEG-UNMIG) per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 15, 16 e 7 volte, valutando rispettivamente 29, 30 e 12 relazioni grandi rischi (compresi i gruppi di impianto; le relazioni grandi rischi presentate entro i termini di legge (18 agosto 2018) ammontano a 69, di cui 7 per gruppi di impianto aventi stesse caratteristiche ed 2 per impianto *Jack-up* di perforazione; le relazioni grandi rischi presentate sono relative a tutti gli impianti esistenti (n. 138, più n. 2 unità galleggianti di stoccaggio (FSO), più n. 1 *jack up* (JU) di perforazione). Sono state inoltre valutate 26 ed accettate 21 istanze di “modifiche non sostanziali” diverse da quelle di cui all’art.2 c.1. lettera BB del D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015

In particolare, nel 2021 sono state approvate:

**a- dal Comitato Periferico di Roma:**

le RGR relative agli impianti di produzione “Piattaforma Fabrizia/Jack-Up Key Manhattan”, “Piattaforma Jole/JackUp Key Manhattan” e “Piattaforma Clara Est/JackUp Key Manhattan”

**b- dal Comitato Periferico di Bologna:**

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

**c- dal Comitato Periferico di Napoli:**



Relazione Grandi Rischi per modifica sostanziale Impianti P.ma Hera Lacinia Beaf.

Il quadro complessivo di presentazione/accettazione di RGR e VGR per le tre sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli è riportato nelle sottostanti tabelle.

**UNMIG BO**  
**RGR**

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO</i>   | <i>PRIMA PRESENTAZIONE</i> | <i>PRIMA ACCETTAZIONE<br/>(i)</i> |
|--------------------|---|----------------------------|-----------------------------------|
|                    | Jack Up "Key Manhattan"   | 15/06/2017                 | 21/12/2017                        |
| A.C18.AG           | p.ma ANNABELLA  | 15/06/2017                 | 21/12/2017                        |
| Cervia Mare        | p.ma CERVIA C   | 01/07/2017                 | 26/02/2018                        |
| Cervia Mare        | p.me ARIANNA A-CL.  | 01/07/2017                 | 26/02/2018                        |
| A.C30.EA           | p.ma ANTARES  | 24/03/2017                 | 06/06/2018                        |
| A.C35.AG           | p.ma GUENDALINA   | 22/11/2017                 | 06/06/2018                        |
| A.C2.AS            | p.me AMELIA B-C-D   | 16/01/2018                 | 06/06/2018                        |
| A.C1.AG            | p.ma GARIBALDI B  | 13/04/2018                 | 06/06/2018                        |
| A.C17.AG           | p.ma REGINA   | 17/04/2018                 | 04/07/2018                        |
| A.C8.ME            | p.ma ANEMONE B  | 10/01/2018                 | 04/07/2018                        |
| A.C27.EA           | p.ma ANGELA-ANGELINA  | 11/07/2018                 | 19/12/2018                        |
| A.C29.EA           | p.ma ARMIDA   | 13/04/2018                 | 19/12/2018                        |
| Varie              | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Ravenna Mare (ii) | 16/07/2018                 | 19/12/2018                        |
| A.C17.AG           | p.ma REGINA 1   | 16/04/2018                 | 19/02/2019                        |
| A.C17.AG           | p.ma GIULIA 1   | 17/04/2018                 | 19/02/2019                        |
| A.C8.ME            | p.ma AZALEA B   | 10/04/2018                 | 19/02/2019                        |
| Cervia Mare        | p.me CERVIA A-K-CL.   | 09/11/2017                 | 19/02/2019                        |



|          |   |            |            |
|----------|---|------------|------------|
| Varie    | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Rubicone (iii)        | 18/07/2018 | 19/02/2019 |
| A.C33.EA | p.ma NAOMI-PANDORA  | 16/04/2018 | 19/06/2019 |
| A.C26.EA | p.me PCW A-T  | 22/11/2017 | 19/06/2019 |
| A.C26.EA | p.me PCW B-C  | 17/04/2018 | 19/06/2019 |
| A.C1.AG  | p.me GARIBALDI A-T-CL.  | 19/02/2018 | 19/06/2019 |
| A.C1.AG  | p.me AGOSTINO A-CL.   | 10/04/2018 | 19/06/2019 |
| A.C1.AG  | p.me GARIBALDI C-K  | 19/02/2018 | 19/06/2019 |
| Varie    | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas Casalborgorsetti (iv) | 04/07/2018 | 19/06/2019 |
| A.C9.AG  | p.me ADA 2-3-4 rev.0  | 18/07/2018 | 15/04/2021 |
| A.C9.AG  | p.me ADA 2-3-4 rev.1  | 20/12/2019 | 15/04/2021 |

## VGR

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO / motivo</i>               | <i>PRESENTAZIONE</i> | <i>ACCETTAZIONE</i> |
|--------------------|--|----------------------|---------------------|
| A.C9.AG            | p.me ADA 2-4 / ch.min. pozzi ADA 2 e 4 | 21/01/2020           | 15/04/2021          |

## REVISIONE RGR PER MODIFICA SOSTANZIALE

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO</i> | <i>PRESENTAZIONE</i> | <i>ACCETTAZIONE</i> |
|--------------------|-----------------|----------------------|---------------------|
| A.C5.AV            | p.ma ANTONELLA  | 09/11/2021           | iter in corso       |

Note:

(i) come prima accettazione è stata indicata la data del verbale in cui è stata accettata la RGR, non la comunicazione di accettazione alla società.

(ii) comprende le seguenti p.me: Angela-Angelina, Angela Cluster, Amelia B-C-D, Amelia A, Guendalina, Tea, Armida, Armida 1, Diana, Antares, Antares 1, Porto Corsini C (PC-C), Porto Corsini 80 (PC-80), Porto Corsini 80bis (PC-80bis), Porto Corsini Mare Sud 1 (PCMS1), Porto Corsini Mare Sud S2 (PCMS2), Porto Corsini 73 (PC73)

(iii) comprende le seguenti p.me: Arianna A-CL., Cervia A-K-CL., Cervia B, Cervia C, Morena 1, Naide, Anemone B, Anemone Cluster, Azalea A, Azalea B Prod-Perf, Antonella, Benedetta 1.

(iv) comprende le seguenti p.me: Agostino A-CL., Agostino B, Agostino C, Garibaldi A-T-CL., Garibaldi B, Garibaldi C-K, Garibaldi D, PCW A - T, PCW B - C, Naomi Pandora.

(v) L'impianto di perforazione Jack Up "Key Manhattan", la cui prima RGR era stata accettata dalla Sezione UNMIG BO, opera attualmente nel territorio di competenza UNMIG NA.



## UNMIG RM

### RGR

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO</i>   | <i>PRIMA PRESENTAZIONE</i> | <i>PRIMA ACCETTAZIONE (a)</i> |
|--------------------|---|----------------------------|-------------------------------|
|                    | Jack Up "Key Manhattan"   | 15/06/2017 (UNMIG BO)      | 21/12/2017 (UNMIG BO)         |
| B.C10.AS           | p.ma GIOVANNA   | 21/02/2018                 | 19/03/2019                    |
| B.C5.AS            | p.ma FRATELLO CLUSTER   | 10/04/2018                 | 11/11/2019                    |
| B.C10.AS           | p.ma EMMA W   | 10/01/2018                 | 19/03/2019                    |
| B.C22.AG           | p.ma CALPURNIA  | 17/04/2018                 | 17/06/2019                    |
| B.C17.TO           | p.ma BONACCIA   | 17/04/2018                 | 17/06/2019                    |
| A.C7.AS            | p.me BARBARA C-T-T2   | 16/01/2018                 | 11/06/2018                    |
| A.C36.AG           | p.ma FAUZIA   | 24/11/2017                 | 11/06/2018                    |
| B.C13.AS           | p.ma CLARA NW   | 18/12/2017                 | 17/06/2019                    |
| A.C32.AG           | p.ma ANNALISA   | 10/01/2018                 | 14/05/2019                    |
| A.C11.AG           | p.ma ANNAMARIA B  | 13/04/2018                 | 14/05/2019                    |
| A.C13.AS           | p.ma DARIA A - B  | 06/03/2018                 | 14/05/2019                    |
| A.C12.AG           | p.ma BRENDA   | 19/03/2018                 | (c)                           |
| B.C15.AV           | p.ma PENNINA  | 13/04/2018                 | 20/10/2020                    |
| B.C4.AS            | p.me DAVIDE - DAVIDE 7  | 10/04/2018                 | 20/10/2020                    |
| B.C3.AS            | p.ma ELEONORA   | 17/04/2018                 | 11/11/2019                    |
| B.C3.AS            | p.ma EMILIO   | 04/07/2018                 | 19/03/2019                    |
| B.C14.AS           | p.ma CALIPSO  | 17/04/2018                 | 17/06/2019                    |
| Varie              | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Pineto (TE)              | 09/07/2018                 | 11/11/2019                    |
| Varie              | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Grottammare (AP)         | 04/07/2018                 | 21/10/2020                    |
| Varie              | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Fano (PU)                | 03/07/2018                 | (e)                           |
| Varie              | Gruppo di Impianti afferenti alla Centrale di Trattamento gas di Falconara Marittima (AN) | 18/07/2018                 | 17/06/2019                    |
| A.C7.AS            | p.ma BARBARA F/SSD  | 23/02/2017                 | 09/11/2017                    |



|          | XIII   |            |               |
|----------|--|------------|---------------|
| A.C12.AG | p.ma BASIL                                   | 16/04/2019 | 25/07/2019    |
| B.C13.AS | p.ma CLARA EST                               | 10/12/2021 | (i)           |
| B.C1.LF  | p.me SANTO STEFANO<br>MARE 101 - 3/7 - 8 bis | 17/07/2018 | 26/07/2021    |
| B.C1.LF  | p.ma SANTO STEFANO<br>MARE 1/9               | 17/07/2018 | 26/07/2021    |
| B.C1.LF  | p.ma SANTO STEFANO<br>MARE 4                 | 17/07/2018 | 26/07/2021    |
| B.C8.LF  | p.me ROSPO MARE A - B -<br>C                 | 18/06/2018 | (l)           |
| B.C8.LF  | F.S.O. ALBA MARINA                           | 29/06/2018 | (l)           |
| B.C2.LF  | p.me SAN GIORGIO MARE<br>3 - 6 - C           | 13/07/2018 | iter in corso |
| B.C7.LF  | p.me SARAGO MARE A - 1                       | 12/07/2018 | iter in corso |
| B.C7.LF  | p.ma VONGOLA MARE                            | 16/07/2018 | iter in corso |

## VGR

| CONCESSIONE | IMPIANTO                            | PRESENTAZIONE | ACCETTAZIONE |
|-------------|-------------------------------------|---------------|--------------|
| B.C3.AS     | p.ma EMILIO/Key<br>Manhattan        | 13/09/2018    | 19/03/2019   |
| B.C5.AS     | p.ma VIVIANA 1 bis/Key<br>Manhattan | 13/09/2018    | 19/03/2019   |
| B.C14.AS    | p.ma CALIPSO/Key<br>Manhattan       | 29/11/2019    | 08/10/2021   |
| B.C17.TO    | p.ma BONACCIA NW/Key<br>Manhattan   | 20/12/2019    | 08/10/2021   |
| A.C12.AG    | p.ma BRENDA/Key<br>Manhattan        | 11/02/2019    | 25/07/2019   |
| A.C12.AG    | p.ma BASIL/Key Manhattan            | 17/04/2019    | 25/07/2019   |
| A.C32.AG    | p.ma ANNALISA/Key<br>Manhattan      | 25/09/2019    | 23/12/2019   |
| B.C21.AG    | p.ma FABRIZIA/Key<br>Manhattan      | 07/07/2021    | 24/01/2022   |
| B.C21.AG    | p.ma JOLE/Key Manhattan             | 07/07/2021    | 24/01/2022   |
| B.C13.AS    | p.ma CLARA EST/Key<br>Manhattan     | 15/12/2021    | (i)          |



## REVISIONE RGR per modifica sostanziale

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO</i>                  | <i>PRESENTAZIONE</i> | <i>ACCETTAZIONE</i> |
|--------------------|----------------------------------|----------------------|---------------------|
| B.C3.AS            | p.ma EMILIO/Key Manhattan        | 13/09/2018           | 19/03/2019          |
| B.C5.AS            | p.ma VIVIANA 1 bis/Key Manhattan | 13/09/2018           | 19/03/2019          |
| B.C14.AS           | p.ma CALIPSO/Key Manhattan       | 29/11/2019           | 08/10/2021          |
| B.C17.TO           | p.ma BONACCIA NW/Key Manhattan   | 20/12/2019           | 08/10/2021 (g)      |
| A.C12.AG           | p.ma BRENDA/Key Manhattan        | 11/02/2019           | 25/07/2019          |
| A.C12.AG           | p.ma BASIL/Key Manhattan         | 17/04/2019           | 25/07/2019          |
| A.C32.AG           | p.ma ANNALISA/Key Manhattan      | 25/09/2019           | 23/12/2019          |
| B.C21.AG           | p.ma FABRIZIA/Key Manhattan      | 07/07/2021           | 24/01/2022          |
| B.C21.AG           | p.ma JOLE/Key Manhattan          | 07/07/2021           | 24/01/2022          |
| B.C13.AS           | p.ma CLARA EST/Key Manhattan     | 15/12/2021           | (i)                 |

- (a) come prima accettazione è stata indicata la data della comunicazione di accettazione alla Società e non la data in cui è stata accettata la RGR in sede di riunione
- (b) l'impianto di perforazione Jack Up "Key Manhayyan", la cui prima RGR è stata accettata dalla Sezione UNMIG BO, opera attualmente nel territorio di competenza della Sezione UNMIG NA
- (c) mai accettata in quanto in data 11/02/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (d) in data 29/11/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (e) la RGR del Network Fano non è mai stata approvata in quanto decaduta poiché in data 16/04/2019 è stata presentata la RGR della p.ma BASIL, unica p.ma non significativa del Network - quindi il Network fano non esiste più
- (f) comprendeva anche l'impianto di perforazione modulare Super Sundowner XIII per interventi di work over di pozzi montato sulla piattaforma Barbara F
- (g) la p.ma BONACCIA NW è fuoriuscita dal Network Falconara
- (h) in data 29/11/2019 è stata presentata una nuova RGR
- (i) in data 19/05/2022 si è riunito il Comitato periferico che ha accettato la RGR e la VGR prescrivendo l'invio di documentazione, ancora non pervenuta
- (l) in data 23/11/2022 si è riunito il Comitato periferico che ha accettato le due RGR prescrivendo l'invio di documentazione che è pervenuta dalla Società; in corso di accettazione definitiva.



## UNMIG NA

### RGR

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO</i>   | <i>PRIMA PRESENTAZIONE</i> | <i>PRIMA ACCETTAZIONE</i> |
|--------------------|---|----------------------------|---------------------------|
| D.C1.AG            | p.ma "Luna A"   | 27/06/2018                 | 05/12/2019                |
| D.C1.AG            | p.ma "Luna B"   | 27/06/2018                 | 05/12/2019                |
| D.C1.AG            | p.ma "Hera Lacinia Beaf"  | 27/06/2018                 | 05/12/2019                |
| D.C1.AG            | p.ma "Hera Lacinia 14"  | 27/06/2018                 | 05/12/2019                |
| C.C6.EO            | p.ma "Vega A"   | 06/06/2018                 | 12/09/2018                |
| C.C6.EO            | FSO "Leonis"  | 04/06/2018                 | 12/09/2018                |
| C.C3.AG            | p.ma "Perla"  | 21/05/2018                 | 20/03/2019                |
| C.C3.AG            | p.ma "Prezioso"   | 19/03/2018                 | 20/03/2019                |
| F.C2.AG            | sconnessione FPSO<br>"Firenze"<br>conservazione passiva campo<br>sottomarino "Aquila" | 24/01/2018                 | 10/07/2018                |
| C.C1.AG            | p.ma "Gela 1"   | 24/05/2018                 | 20/03/2019                |

### Revisione RGR – per modifica sostanziale

| <i>CONCESSIONE</i> | <i>IMPIANTO</i>          | <i>PRESENTAZIONE</i> | <i>ACCETTAZIONE</i> |
|--------------------|--------------------------|----------------------|---------------------|
| D.C1.AG            | p.ma "Hera Lacinia Beaf" | 26/05/2022           | 15/12/2022          |
| C.C3.AG            | p.ma "Prezioso"          | 29/08/2022           | iter in corso       |





## **2.4 Attività in collaborazione con la Commissione Europea**

Si continua ad attendere la annunciata revisione della Direttiva Europea 2013/30/EU. Rimangono valide le osservazioni che questo Comitato ha raccolto nelle Relazioni 2020 e 2021. 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 2021)”* di cui si riferisce al par. 3.1.4.

In relazione alla emergenza sanitaria COVID-19 continuano a rimanere aperti i tavoli di discussione e di confronto coordinati dal Gruppo EUOAG (*European Union Offshore Authority Group*), il gruppo tecnico consultivo della Commissione che riunisce le autorità competenti per la sicurezza *offshore* degli Stati UE. Specificatamente, gli elementi della discussione e del confronto sono ruotati attorno ad alcuni concetti chiave relativi alla: (1) operatività delle Autorità Competenti per la offshore; (2) operatività dei *players* industriali; (3) riduzione del personale e modifica della turnazione lavorativa; (4) misure di igiene, salute e sicurezza per emergenza CoViD-19; (5) *Worst Case Scenario*; (6) emergenza sanitaria e la Relazione Grandi Rischi; (7) altri temi di attenzione quali ad esempio: eventuali maggiori rischi per la sicurezza informatica (telelavoro, riunioni on-line, operazioni a distanza); mancata redditività della produzione ai livelli attuali del prezzo del petrolio. In questo ambito, è stata posta in particolare evidenza, per quanto concerne le funzioni specifiche assegnate al Comitato Offshore, la necessità di fornire da parte delle Autorità elementi di condivisione da indirizzare agli Operatori in ordine soprattutto a: *Worst Case Scenario* ed emergenza sanitaria e Relazione Grandi Rischi.



Proseguendo nel riferire sulle attività in collaborazione con la Commissione Europea, si evidenzia come si stia continuando a lavorare congiuntamente alle autorità competenti europee i necessari approfondimenti ed aggiornamenti ai Piani di Risposta Esterne all'Emergenze, che fanno seguito a due precedenti studi pubblicati nel 2018 dal *Joint Research Center* per la Commissione (1 - *Overview of Member States compliance with the requirements of Directive 2013/30/EU concerning External Offshore Emergency Response Plans*, JRC, 2018); 2- *External emergency response plans: best practices and suggested guidelines* , JRC, 2018).

Altre attività in collaborazione con la Commissione Europea hanno come oggetto:

- recenti sviluppi in materia di sicurezza offshore, incidenti, esperienze comuni, buone pratiche e dismissione di piattaforma finanziata dalla Commissione Europea dal titolo: *Study on Decommissioning of offshore oil and gas installations: a technical, legal and political analysis* <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en> di cui si riporta una breve sintesi in Allegato 4.
- Prevenzione da attacchi informatici e fisici (*cyber-physical attacks*) a impianti-piattaforme/oleodotti: iniziative della Commissione europea; iniziative da parte di singoli Stati membri; recenti sviluppi in materia di sicurezza/ambiente nel settore offshore;



- Incidenti occorsi ed esperienze condivise: 1- approfondimenti sulla sicurezza offshore da parte della *International Organization of Oil and Gas Producers* (IOGP); 2- sviluppi tecnologici a miglioramento della sicurezza offshore da parte della *International Association of Drilling Contractors* (IADC).

## **2.5 Ulteriori attività**

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

## **2.6 Prospettive future**

- Continua a essere attesa la revisione della Direttiva – per la quale si è conclusa la fase di consultazione – e tra le tematiche proposte figurerebbe anche quella relativa alla *security* delle piattaforme *offshore*. Ciò a conferma dell'assunto che, ad oggi, il vigente assetto normativo europeo nel settore degli idrocarburi e, per



derivazione, quello dello Stato membro Italia si occupano della sola *safety* e che un'estensione anche agli aspetti di *security* – con eventuali attribuzioni alla *competent authority* e, quindi, al Comitato - necessita di una modifica della Direttiva da recepirsi, poi, nella normativa nazionale.

- E' stato pubblicato (11 febbraio 2022) il *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)*, per la pianificazione, sul territorio nazionale, sia in terraferma che in mare, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, affinché le stesse possano risultare compatibili con l'assetto del territorio e sostenibili anche da un punto di vista sociale, ambientale ed economico. L'intervento normativo di cui alla Legge 8/2020 ha prorogato i termini di approvazione del citato PiTESAI, da 18 mesi - dalla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019 - a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso, portandolo da 24 a 36 mesi; il Piano potrà consentire la possibilità di installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree che saranno indicate come non compatibili con le attività *upstream*.
- Un tema di rilevanza futura per l'attività del Comitato sarà quello legato alla dismissione degli impianti offshore che giunge a valle delle "*Linee Guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*" (DM Mise 15 febbraio 2019, ai sensi dell'art. 25 comma 6, del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104). Al riguardo, già alcune decine di piattaforme e infrastrutture sono state dichiarate da dismettere minerariamente (come riportato al paragrafo 2.1.3).



- Continua a rimanere aperta nel Comitato la annosa 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 necessità di controlli ispettivi di sicurezza sulle installazioni a cui il Comitato è tenuto a norma del D.Lgs. 145/2015.



## **PARTE III: DOCUMENTI**

### **3.1 Documenti originati dal Comitato**

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

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

#### **Le priorità di azione**

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



- d. raccolta della documentazione in ordine alla effettuazione di esercitazioni in risposta ad emergenze esterne.

### **Ispezioni**

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

#### **- Ispezioni per il Comitato periferico:**

- a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, secondo quanto indicato nel DPCM:
  - i. per le comunicazioni, una eventuale visita preliminare da parte del Comitato periferico, tutto ciò unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96 che prevedono specifiche autorizzazioni;
  - ii. per l'accettazione RGR, almeno una visita preventiva da parte della Sezione UNMIG competente e una visita preliminare da parte del Comitato Periferico, unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96;
- b. per gli impianti di produzione, successivamente con cadenza biennale dalla data di accettazione della RGR da effettuarsi unitamente alle eventuali verifiche periodiche effettuate dalle commissioni ex art. 40



DPR 886/79 e ex art. 90 – 93 DPR 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;

- c. per gli impianti non destinati alla produzione, ispezioni ordinarie nel corso delle attività da parte dei singoli organi di vigilanza secondo le proprie competenze, UNMIG, CP e VVF (in modo congiunto e non) e, su richiesta del Comitato periferico, in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

**- Ispezioni per il Comitato Centrale:**

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

**3.1.2 La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali** diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb) del D.Lgs 145/2015 approvata nella seduta del 27 luglio 2017. In essa sono riportate le tipologie di attività da





considerare quali modifiche non sostanziali per le operazioni riguardanti gli impianti di produzione, quelle non destinate alla produzione, le operazioni di pozzo e combinate. Per queste attività, l'operatore trasmette alla sola sezione UNMIG competente per territorio la documentazione tecnica pertinente.

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

**3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi** (Allegato 5), 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 Maggio 2022. Tale relazione (per l'anno 2021) costituisce una programmata analisi comparata a livello europeo e consente alla Commissione europea di mettere a confronto, secondo parametri omogenei, diverse informazioni relative agli impianti, ai riferimenti normativi e alle prestazioni delle operazioni in mare dei Paesi membri.

### **3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA**

Nella riunione del 16 maggio 2022 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.

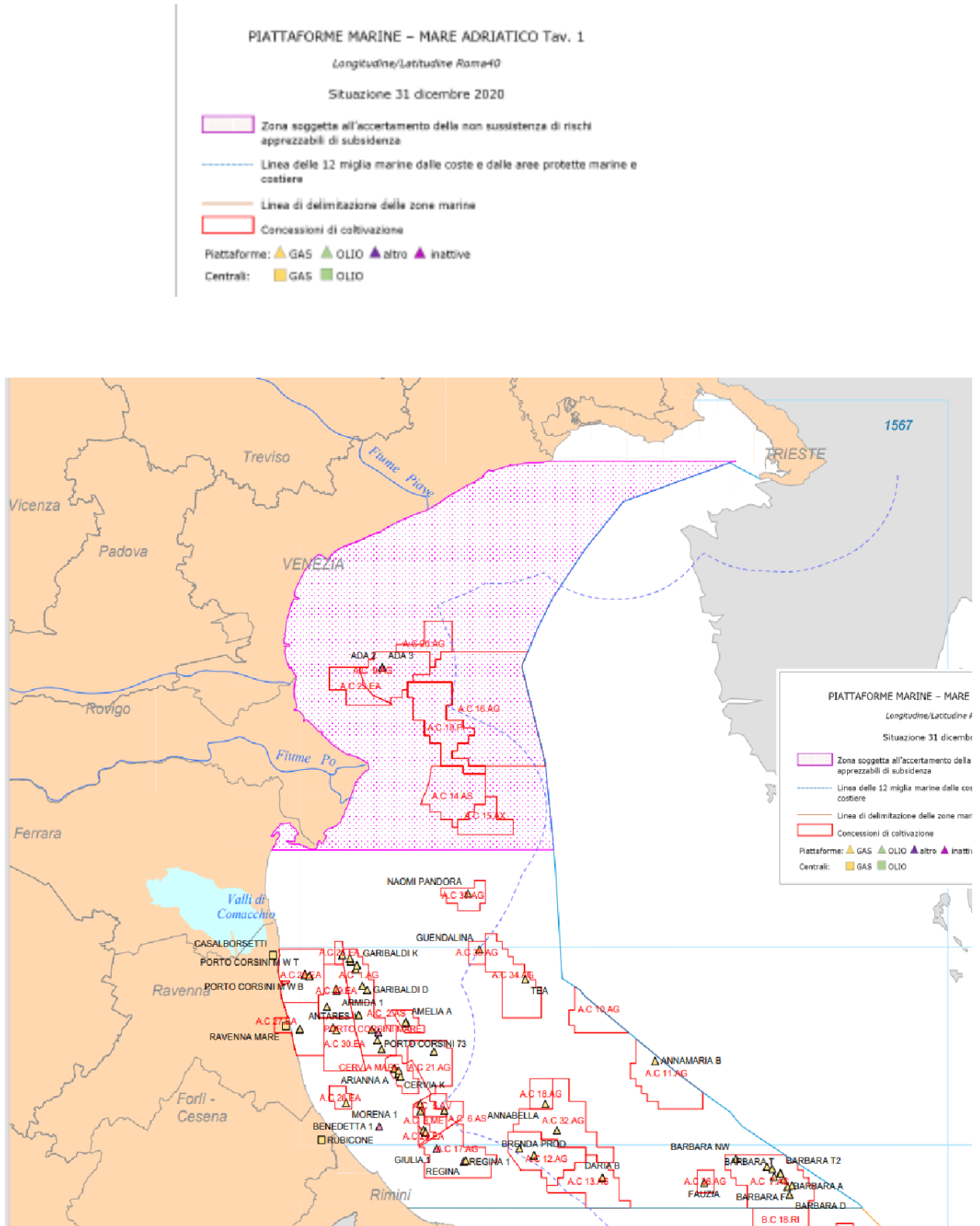
I documenti affrontano le questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, sia alla tutela dell'ambiente. I Documenti di Consultazione tripartita firmati sono riportati per EniMed in Allegato 6, per Eni in Allegato 7, per Energean in Allegato 8.

Si evidenziano in particolare:

- per Eni 47 concessioni minerarie di coltivazione (in precedenza al PiTESAI erano 60) per una superficie totale pari a 4525,29 km<sup>2</sup>, e di 8 permessi di ricerca (in precedenza al PiTESAI erano 8) per una superficie totale pari a 1839,50 km<sup>2</sup>.
- Per EniMed 3 concessioni minerarie di coltivazione (in precedenza erano 2) per una superficie totale pari a 365,31 km<sup>2</sup>
- Per Energean 5 concessioni minerarie di coltivazione per 455.41 km<sup>2</sup>.



## Carte titoli vigenti e relativi impianti



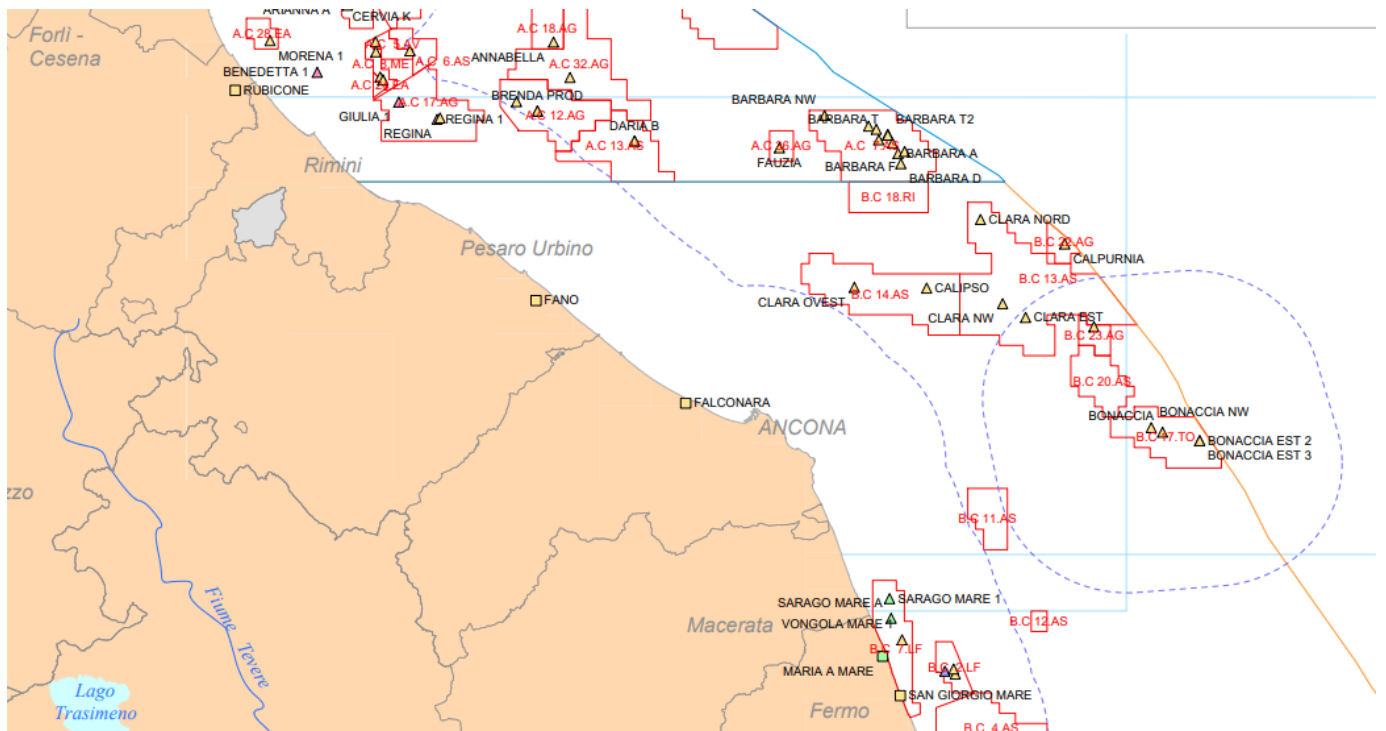


## PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 2

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



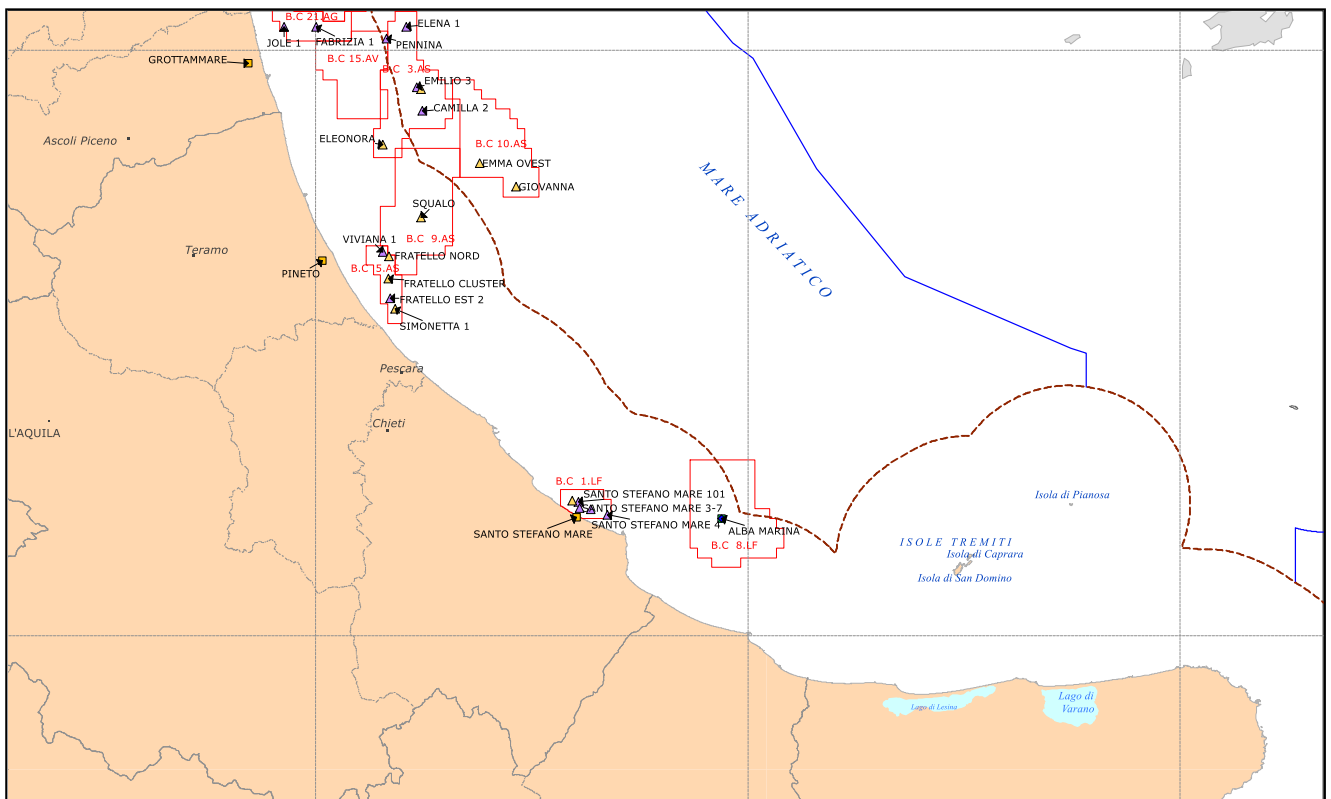


PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 3

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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

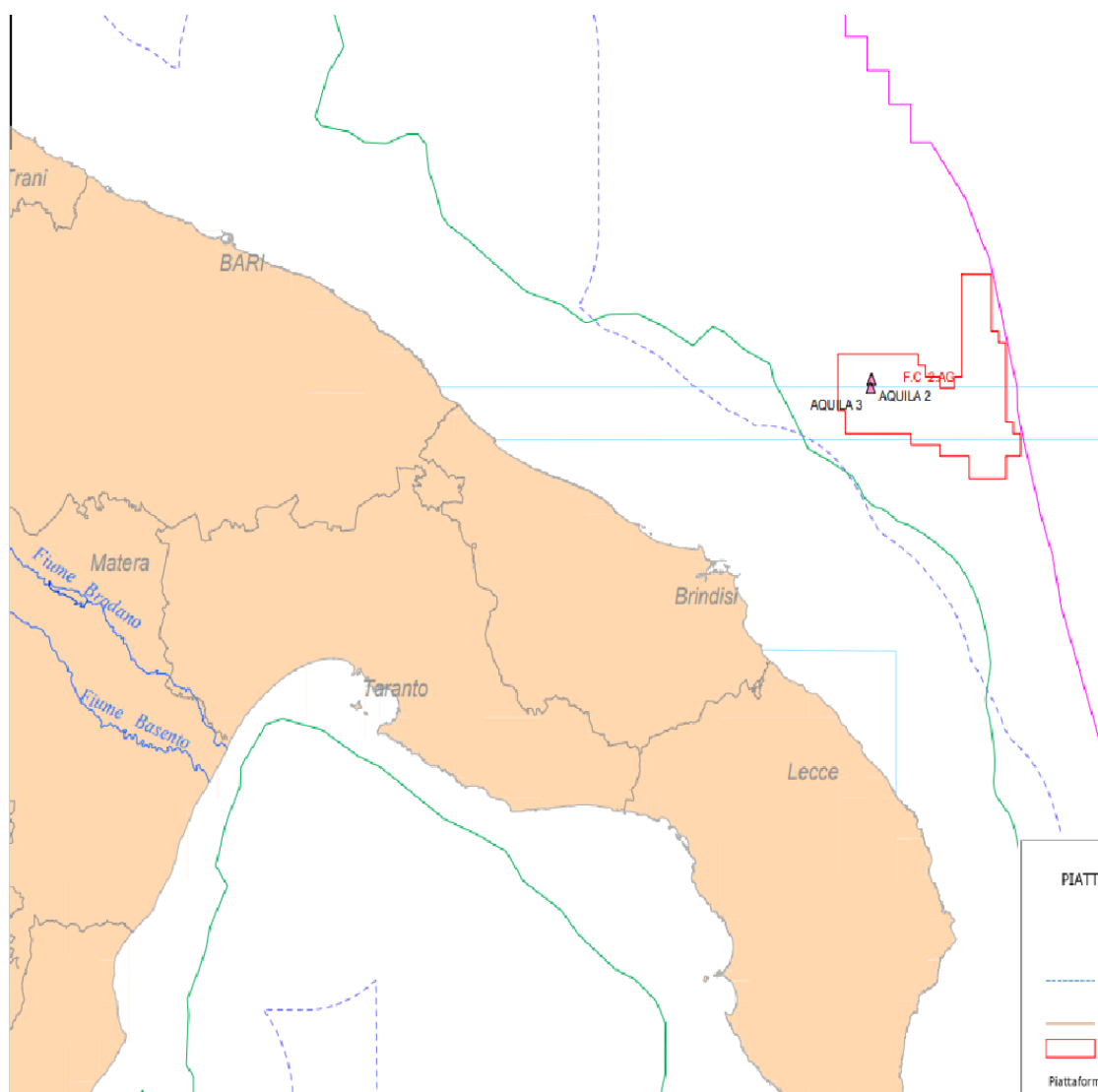


## PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO E IONIO Tav. 4

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



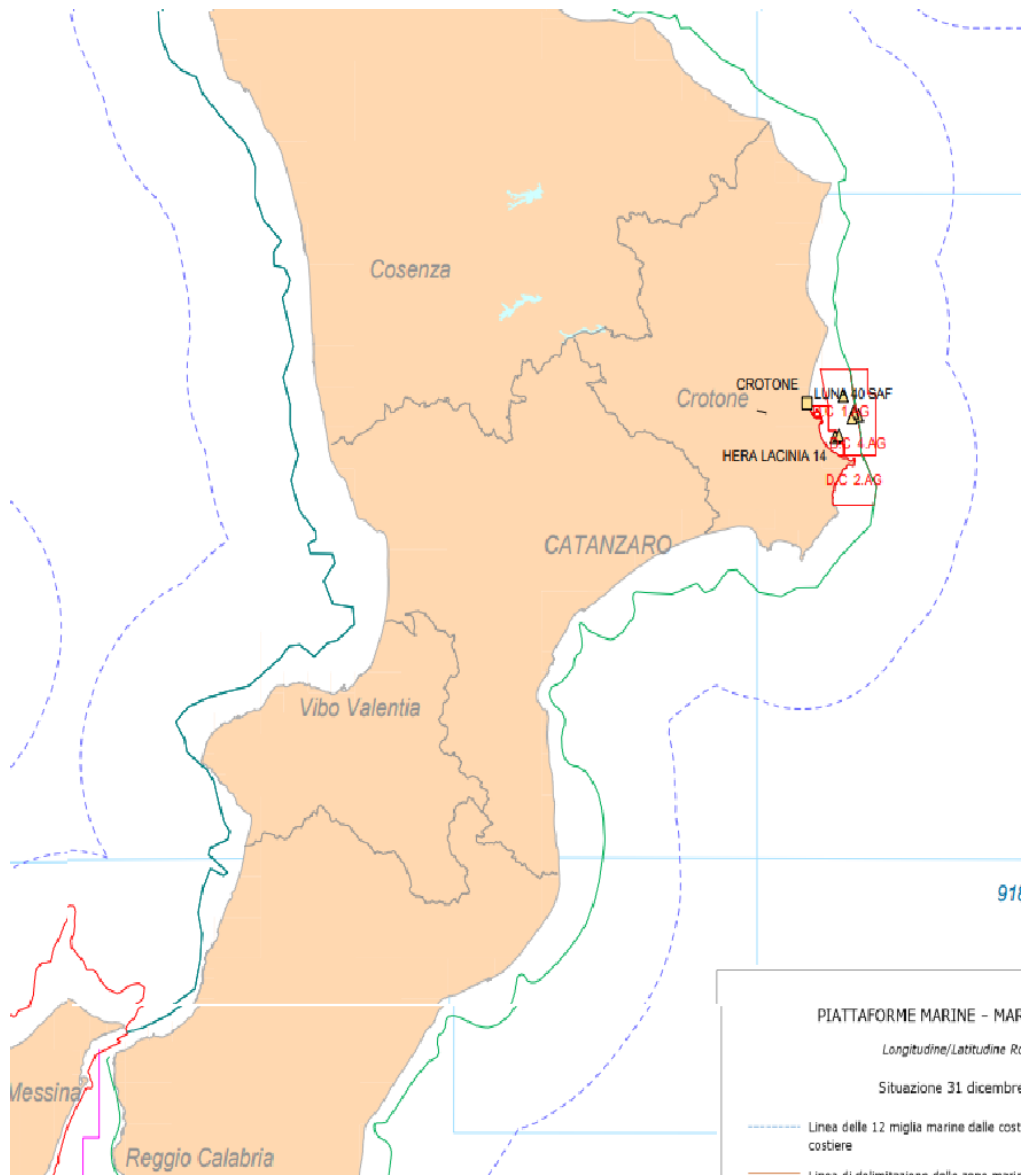


PIATTAFORME MARINE – MAR IONIO Tav. 5

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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



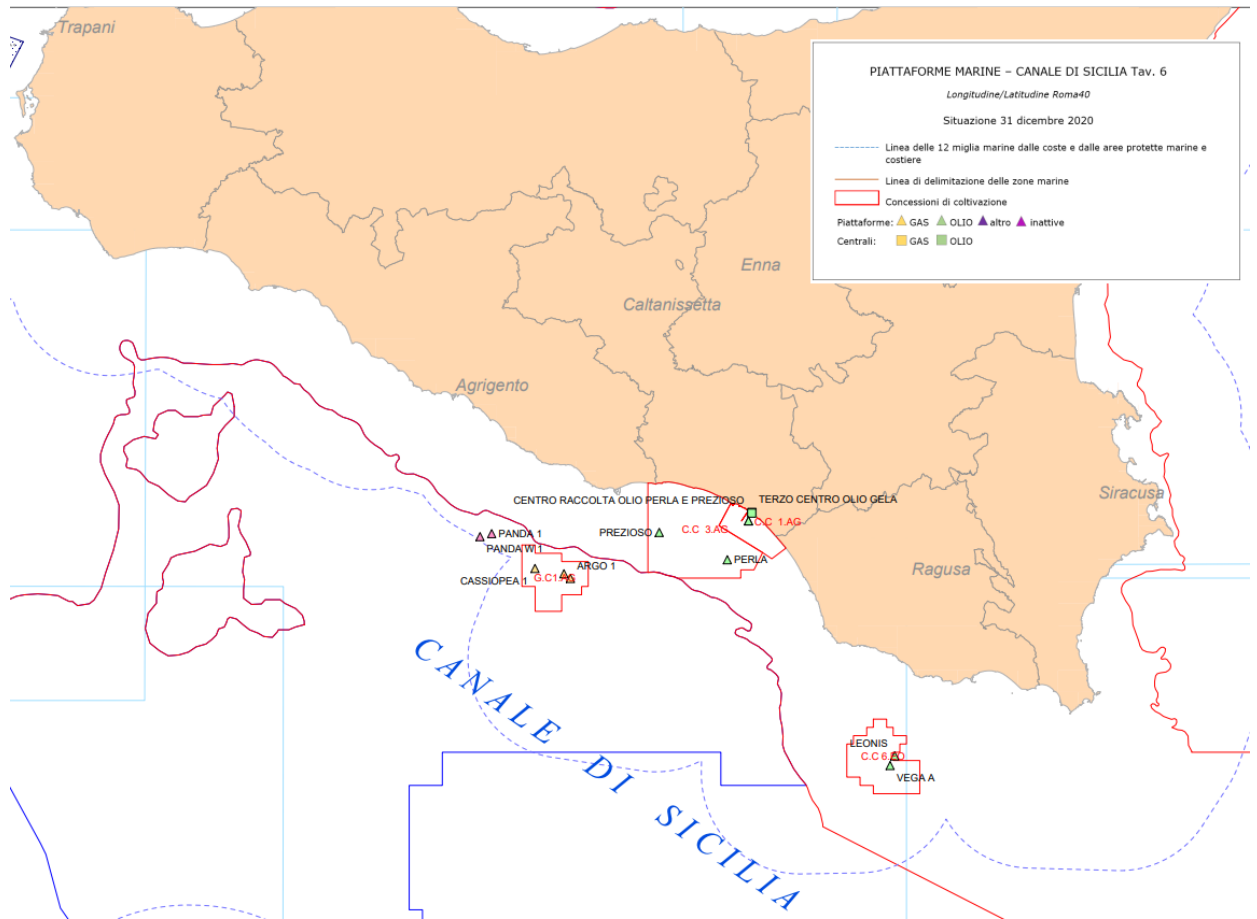


**PIATTAFORME MARINE – CANALE DI SICILIA Tav. 6**

Longitudine/Latitudine Roma40

Situazione 31 dicembre 2020

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







## **ELENCO DEGLI ALLEGATI**

- Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 2: DPCM 25 agosto 2021 “Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;
- Allegato 3: DM 5 luglio 2017, “Modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori, e rappresentanti dei lavoratori”;
- Allegato 4: Sintesi dello “Study on Decommissioning of offshore oil and gas installations: a technical, legal and political analysis – Final Report”, Luxembourg: Publications Office of the European Union, European Community, 2022 - <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d7d51a5-8d44-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en>
- Allegato 5: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2021) inviata *DG Energia-Commissione Europea* a maggio 2022.
- Allegato 6: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione del 16 maggio 2022.
- Allegato 7: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione del 16 maggio 2022.
- Allegato 8: Documenti di consultazione tripartita di Energean approvato nella riunione del 16 maggio 2022.



## **Elenco acronimi**

| <i>Acronimo</i>    | <i>Descrizione</i>  |
|--------------------|---|
| <b>FSO e FPSO</b>  | <i>unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi (FSO: Floating Storage and Offloading Unit, FPSO: Floating Production and Offloading Unit)</i> |
| <b>DG IS UNMIG</b> | <i>Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza –Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - MASE</i>                                    |
| <b>DG IS</b>       | <i>Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza –Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - MASE</i>                                    |
| <b>DG PNM</b>      | <i>Direzione Generale Patrimonio Naturalistico e Mare - MASE</i>  |
| <b>EMSA</b>        | <i>European Maritime Safety Agency (Agenzia europea per la sicurezza marittima)</i>   |
| <b>EUOAG</b>       | <i>European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group</i>  |
| <b>FMI</b>         | <i>impianto fisso con personale</i>   |
| <b>FNP</b>         | <i>impianto fisso non destinato alla produzione</i>   |
| <b>FPI</b>         | <i>impianto galleggiante destinato alla produzione</i>  |
| <b>ISPRA</b>       | <i>Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale</i>   |
| <b>JRC</b>         | <i>Joint Research center – Centro comune di ricerca – Commissione Europea</i>   |
| <b>MASE</b>        | <i>Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica</i>   |



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



## ***Elenco delle principali norme menzionate***

|  |
|--|
| <p>➤ <b>Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128</b> “Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave”;</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886</b> “Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”;</p> |
| <p>➤ <b>Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435</b> “Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”;</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016</b>, “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all’art. 8 del D.Lgs 145/2015”.</p>   |
| <p>➤ <b>Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624</b>, “Attuazione della direttiva 92/91/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”;</p>                            |
| <p>➤ <b>Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625</b>, “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;</p>   |
| <p>➤ <b>Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195</b>, “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull’accesso del pubblico all’informazione ambientale”;</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152</b>, “Norme in materia ambientale”;</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81</b>, “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145</b>, “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”.</p>   |



|  |
|--|
| <p>➤ <b>Direttiva 2013/30/UE</b> del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE</p>  |
| <p>➤ <b>Regolamento di esecuzione n.1112/2014</b> della Commissione del 13 ottobre 2014 che “stabilisce un formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli operatori e dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli Stati membri</p> |
| <p>➤ <b>Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016.</b> Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.</b> Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.</b> Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016.</b> Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.</p>   |
| <p>➤ <b>Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104.</b> Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.</p>   |
| <p>➤ <b>Decreto Ministeriale 5 luglio 2017</b> relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.</p>  |
| <p>➤ <b>Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017</b> Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.</p>   |
| <p>➤ <b>Legge 11 febbraio 2019, n. 12</b> <i>Conversione in legge, con modificazioni,</i></p>  |



|   |
|---|
| <p><i>del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione</i></p>  |
| <p><b>Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019</b> <i>Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse</i></p>  |
| <p><b>Legge 27 dicembre 2019 n. 160</b> <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.</i></p>   |
| <p><b>Legge 28 febbraio 2020 n. 8</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”</i></p>   |
| <p><b>Legge 11 settembre 2020, n. 120</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale”.</i></p>  |
| <p><b>Legge 26 febbraio 2021 n. 21</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE, EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto".</i></p> |
| <p><b>Legge 22 aprile 2021, n. 55</b> <i>“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 1 marzo 2021, n. 22, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri”.</i></p>  |
| <p><b>Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28.12.2021</b>, 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</p>   |
| <p><b>Art. 16 del Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17</b> recante <i>“Misure urgenti per</i></p>   |



*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

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

email: [ezio.mesini@unibo.it](mailto:ezio.mesini@unibo.it)

Pec: [ezio.mesini@pec.it](mailto:ezio.mesini@pec.it)

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

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

