



4.1  
W. P. 11/11/19

**Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e  
del Mare**

**Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale –  
VIA e VAS**

**Parere n. 3163 del 08/11/2019**

<b>Progetto:</b>	<b>Progetto di perforazione del pozzo DONATA 4Dir nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C3.AS, mare Adriatico zona B Prov. Teramo - Ascoli Piceno</b>  <b>ID_VIP 4067</b>
<b>Proponente:</b>	<b>ENI S.p.a.</b>

BA  
L  
Fm  
Bm  
W  
K

## **La Commissione Tecnica di Verifica per l'Impatto Ambientale – VIA e VAS**

**VISTA** la domanda di istanza di avvio del procedimento di VIA presentata dalla la società ENI S.p.A. prot. 608 del 02.05.2018, acquisita al prot. n. 0010526/DVA del 08.05.2018, ai sensi dell'art. 23 del D.lgs 152/2006 come da ultimo modificato con D.lgs 104/2017, relativa progetto " *Progetto di perforazione del pozzo DONATA 4 DIR nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C3.AS*";

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante " *Norme in materia ambientale*" e s.m.i.;

**VISTO** il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente " *Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare, a norma dell'art. 29 del D.L. 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n. 248*" ed in particolare l'art. 9 che prevede l'istituzione della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS (di seguito CTVA).

**VISTO** il Decreto Legge 23/05/2008, n. 90, convertito in legge il 14/07/2008, L. 123/2008 " *Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile*" ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14/05/07, n. 90.

**VISTO** il Decreto del Ministro del MATTM prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18/09/2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della CTVA e le modifiche ad esso apportate attraverso i decreti GAB/DEC/193/2008 del 23 giugno 2008 e GAB/DEC/205/2008 del 02 luglio 2008.

**VISTO** il Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante " *Norme in materia ambientale*" e s.m.i. ed in particolare l'art. 8 inerente il funzionamento della CTVA;

**VISTO** il Decreto Legge 6 luglio 2011, n. 98, convertito in legge il 15 luglio 2011, L. n. 111/2011 " *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98 recante disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria*" ed in particolare l'art. 5 comma 2-bis;

**VISTO** il Decreto del Ministro del MATTM di nomina dei componenti della CTVA prot. GAB/DEC/112/2011 del 19/07/2011 e s.m.i.;

**VISTO** il Decreto Legge 24/06/2014 n. 91 convertito in legge 11/08/2014, L. 116/2014 " *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea*" ed in particolare l'art.12, comma 2, con il quale si dispone la proroga le funzioni dei Componenti della CTVA in carica alla data dell'entrata in vigore del detto D.L. fino al momento della nomina della nuova Commissione;

**VISTO** il Decreto Ministeriale n. 308 del 24/12/2015 recante gli " *Indirizzi metodologici per la predisposizione dei quadri prescrittivi nei provvedimenti di valutazione ambientale di competenza statale*";

**VISTO** il 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*";

**VISTA** la nota prot. DVA\_2018-0011202 del 15/05/2018, acquisita al prot. CTVA\_2018-0001836del 15/05/2018, con cui la Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (di seguito, DVA) ha comunicato alla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale (di seguito, CTVIA) la procedibilità dell'istanza di procedimento di VIA ai sensi dell'art. 23 del D.lgs 152/2006 come da ultimo modificato con D.lgs 104/2017 relativa al progetto "Progetto di perforazione del pozzo DONATA 4 DIR nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C3.AS";

**PRESO ATTO** che con nota. prot. CTVA\_2018-0001904del 22/05/2018 del Presidente della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA-VAS è stato nominato il Gruppo Istruttore (G.I);

**PRESO ATTO** che conformemente a quanto stabilito dall'art. 24, comma 1, del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii., la Direzione Generale ha provveduto in data 15/05/2018 a pubblicare sul portale delle valutazioni ambientali (www.va.minambiente.it), il Progetto, lo Studio di impatto ambientale e la Sintesi non tecnica dandone comunicazione alle Amministrazioni e agli Enti territoriali in indirizzo con nota prot. n. prot. DVA\_2018-0011202 del 15/05/2018, provvedendo altresì, in pari data, alla pubblicazione, sul medesimo sito web, dell'Avviso al Pubblico di cui al comma 2 del succitato articolo 24.;

**VISTA** la Relazione Istruttoria;

**VALUTATA** la congruità del valore dell'opera, così come dichiarata dal Proponente con nota assunta agli atti, ai fini della determinazione dei conseguenti oneri istruttori;

**VISTA** la documentazione complessiva presentata dal Proponente, che si compone dei seguenti elaborati:

- Studio di impatto ambientale;
- Sintesi non tecnica;
- Elaborati di progetto;
- Risposta alle osservazioni del Pubblico.

**RICHIAMATO** che in data 05/07/2018 si è tenuta presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare un incontro tra il Proponente, il Gruppo Istruttore (G.I.), la Regione Marche, la Regione Abruzzo ed il Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo;

**VISTO E CONSIDERATO** il verbale del Tavolo tecnico del 20 Giugno 2018 acquisito con prot. CTVA 0002793 del 25/07/2018.

**PRESO ATTO** che sul sito web del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sono state pubblicate, ai sensi dell'art.24, comma 10 del D.Lgs.n.152/2006, oltre alla documentazione presentata dalla Società ENI S.p.A. - Divisione Exploration & Production, anche le osservazioni ed i pareri espressi ai sensi dell'art.24, comma 4 ed ai sensi dell'art.25, commi 2 e 3 del D.Lgs. n.152/2006 e s.m.i. nonché le controdeduzioni alle osservazioni presentate dalla Società ENI S.p.A. - Divisione Exploration & Production;

**VISTE** le seguenti osservazioni avanzate ai sensi dell'art.24, comma 4 del D.Lgs. n.152/2006 e s.m.i.:

n.	Osservazione	Protocollo	Data
1	Osservazione Associazione Ambiente e Salute nel Piceno	DVA-2018-0016110	21/09/2015
2	Osservazioni della Associazione Nuovo Senso Civico	DVA-2018-0016308	16/07/2018
3	Osservazioni della Stazione Ornitologica Abruzzese Onlus	DVA-2018-0016309	16/07/2018
4	Osservazioni del Comune di Martinsicuro	DVA-2018-0016299	13/07/2018
5	Osservazioni del Comune Di San Benedetto Del Tronto	DVA-2018-0016319	16/07/2018
6	Osservazioni del Sig. Emidio Baiocchi	DVA-2018-0016665	18/07/2018
7	Osservazioni del Sig. Gian Marco Falgiani	DVA-2018-0016668	18/07/2018
8	Osservazioni del Sig. Sig. Jacopo Baiocchi	DVA-2018-0016664	18/07/2018
9	Osservazioni del Sig. Maurizio Peroni	DVA-2018-0016228	13/07/2018
10	Osservazioni del Sig. Nazzareno Marinelli	DVA-2018-0016403	16/07/2018

n.	Osservazione	Protocollo	Data
11	Osservazioni del Sig. Roberto Falgiani	DVA-2018-0016670	18/07/2018
12	Osservazioni della Sig.ra Giancarla Marucci	DVA-2018-0016404	16/07/2018
13	Osservazioni della Sig.ra Carmelita Di Paolo	DVA-2018-0017027	23/07/2018
14	Osservazioni del Sig. Stefano Odoardi	DVA-2018-0016562	17/07/2018
15	Osservazioni del Comune di Martinsicuro in data 18/01/2019	DVA-2019-0001149	18/01/2019
16	Osservazioni dell'Associazione Stazione Ornitologica Abruzzese Onlus in data 09/01/2019	DVA-2019-0000402	09/01/2019
17	Osservazioni dell'Associazione "Ambiente e Salute nel Piceno" in data 10/01/2019	DVA-2019-0000452	10/01/2019
18	Osservazioni dell'Associazione Stazione Ornitologica Abruzzese Onlus in data 09/01/2019	DVA-2019-0000433	09/01/2019
19	Città di S. Benedetto del Tronto – Sindaco Pasqualino Pianti Prot. 4308 del 21/01/2019	CTVA 0004042	23/10/2019

**VISTA** la richiesta di integrazioni formulata dalla CTVA ed inviata alla DVA con nota prot. CTVA\_2018-0003610 del 11/10/2018;

**VISTA** la richiesta di integrazioni formulata dalla CTVA e trasmessa al Proponente con nota prot. DVA\_2018-0023955 del 24/10/2018;

**VISTA** l'ulteriore richiesta di integrazioni trasmessa al proponente con nota prot. DVA\_2019-0016570 del 27/06/2019;

**VISTA** la documentazione integrativa pervenuta con nota prot. DVA\_2019-0023966 del 23/09/2019;

**PRESO ATTO** del parere positivo della Regione Marche, Decreto n. 193/VAA del 16/10/2019 di cui al prot. DVA 0027734 del 22/10/2019;

**PRESO ATTO** delle risposte alla richiesta integrazioni del MATTM acquisite con nota prot. CTVA\_2018-0004520 del 20/12/2018 come di seguito elencate e contro dedotte:

*1. Vengano fornite adeguate e idonee controdeduzioni alle richieste di integrazione trasmesse dalla Regione Marche, Servizio Tutela, gestione e assetto del territorio e assunte dalla CTVA con prot. n.0002793 del 25/07/2018, visto e considerato che le problematiche evidenziate in tale documento sono condivise dalla Commissione.*

Risposta :

v. più avanti

*2. Venga fornito un quadro generale della situazione dei diversi pozzi ubicati nell'ambito della Concessione B.C3.AS, verificando l'interferenza del nuovo pozzo Donata 4dir con gli stessi, specialmente per quanto riguarda gli effetti cumulativi relativamente alle componenti ambientali più sensibili, alla subsidenza e alla sismicità.*

Risposta :

Nella concessione B.C3.AS di Donata sono stati scoperti i campi di Donata, Camilla, Eleonora, Emilio e Pennina. Tra questi campi, solo Eleonora ed Emilio sono attualmente in produzione mentre Pennina e Camilla sono chiusi e non eroganti; quest'ultimi, pertanto, non hanno alcun impatto sulla subsidenza del fondale marino.

Relativamente ai campi di Emilio ed Eleonora, ai fini delle possibili interazioni (idrauliche e meccaniche), si rileva che:

- sono da escludersi interazioni idrauliche tra il campo di Donata e gli altri campi produttivi vicini (Eleonora ed Emilio) presenti nella concessione B.C3.AS poiché la struttura del giacimento di Donata, rappresentata da un'anticlinale con asse NNO/SSE il cui fianco orientale è tagliato da un sovrascorrimento, è chiusa sui 4 lati;
- sono da escludersi, altresì, interazioni meccaniche, relativamente ad eventuali effetti subsidenziali prodotti sul fondale marino sovrastante il giacimento di Donata, dalla produzione di Eleonora, in quanto il CGPS installato in piattaforma segnala, al contrario, un innalzamento di circa 0,6 mm/a;
- analogamente non sono prevedibili interazioni meccaniche relativamente ad eventuali effetti subsidenziali indotti sul fondale marino dalla produzione del giacimento di Emilio; infatti, il campo produce da un solo pozzo (Emilio 8dirB) gas metano da livelli carbonatici (diversi dai livelli clastici di Donata) a scarsissima compressibilità;
- all'interno della concessione B.C3.AS sono presenti le piattaforme Eleonora ed Emilio, oltre alle teste
- pozzo sottomarine Camilla 2, Elena 1, Emilio 3; per quanto riguarda gli aspetti più specificatamente ambientali, si precisa che su entrambe le piattaforme sono presenti emissioni in atmosfera scarsamente significative ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (degassatore, acqua di strato, emissioni in caso di emergenza, e sfiumi atmosferici); non sono previsti scarichi a mare di acque di strato; gli eventuali rifiuti prodotti durante le attività di processo e manutenzione vengono inviate a terra per il successivo smaltimento;
- non si prevedono, effetti cumulativi derivanti dalle attività di perforazione e messa in produzione del pozzo Donata 4 dir sulla piattaforma Emilio e dal contestuale funzionamento della piattaforma Eleonora.

3) Venga valutato il possibile impatto determinato dall'interazione tra l'impianto di perforazione e il fondale marino, anche alla luce delle possibili variazioni verificatesi in loco rispetto a quanto già valutato nell'ambito dell'iter di VIA per la piattaforma Emilio, autorizzata con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000.

4) Venga approfondito l'impatto dovuto al posizionamento dell'impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit", specialmente riguardo alla movimentazione del fondale e della dispersione dei sedimenti.

Risposta :

Per il progetto in oggetto, non sarà installata alcuna nuova struttura fissa, in quanto il pozzo verrà perforato dalla piattaforma esistente Emilio. Per quanto riguarda le attività di cantiere, un potenziale impatto sulle caratteristiche del fondale e dei sedimenti potrebbe essere determinato dall'interazione tra l'impianto di perforazione, i mezzi navali, la piattaforma esistente e il fondale marino.

Le attività svolte potranno determinare la mobilitazione temporanea dei sedimenti e l'immissione nella colonna d'acqua sovrastante, con conseguente successiva rideposizione della frazione più fine dei sedimenti stessi. Si potrà generare, pertanto, una leggera variazione della geomorfologia del fondale marino in quanto si potranno creare aree di accumulo e aree di avvallamento differenti da quelle originarie.

Una volta ultimata la realizzazione del pozzo Donata 4 Dir, dopo la fase di allontanamento dell'impianto di perforazione, sul fondale saranno visibili solo le impronte lasciate dalle gambe dell'impianto.

5) Vengano approfondite le valutazioni relative al possibile impatto dovuto alla pressione sonora immessa nell'ambiente marino, e le eventuali conseguenze sulla fauna, specificando nel contempo le azioni di mitigazione che si intendono intraprendere.

Risposta :

Il Proponente fornisce una ampia e dettagliata analisi delle principali fonti di inquinamento acustico prodotte in ambiente marino (cui si rimanda per approfondimenti).

Riguardo alle misure di mitigazione il Proponente segnala che nei pressi dell'area di interesse, sono stati esaminati i risultati delle attività di monitoraggio sui cetacei effettuate dal CNR-ISMAR nell'ambito di quattro progetti realizzati in Adriatico al largo della costa marchigiana (progetti Bonaccia NW; Clara NW; Fauzia; Elettra). Le attività di monitoraggio sono state finalizzate all'attuazione di misure di mitigazione del rumore subacqueo allo scopo di tutelare i mammiferi marini presenti nelle aree di cantiere, e sono state svolte durante tutte le fasi di realizzazione dei progetti (montaggio piattaforme, perforazione pozzi e posa condotte), seguendo le prescrizioni date dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nei rispettivi decreti di compatibilità ambientale ed hanno comportato un grande impegno tecnico ed organizzativo, costituito dal monitoraggio visivo e acustico h24. I risultati di tali monitoraggi hanno evidenziato che nel corso delle attività relative ai progetti Bonaccia NW e Clara NW sono stati registrati circa 2 avvistamenti giorno, mentre nel caso dei progetti Fauzia ed Elettra è stato registrato circa 1 avvistamento giorno.

Si ritiene improbabile che il progetto di perforazione del pozzo Donata 4 DIR possa produrre delle interferenze sui mammiferi marini in quanto i monitoraggi effettuati hanno mostrato che tali specie, quando presenti, si tengono a distanza dalle zone interessate da attività antropiche.

*6) Venga approfondito il quadro riguardante i possibili scarichi in mare, anche accidentali e le misure di prevenzione o mitigazione da attuare.*

Risposta :

Dall'impianto di perforazione possono originarsi le seguenti tipologie di scarico idrico:

- scarichi dell'impianto di depurazione dei liquami civili
- scarichi di acque di raffreddamento dagli impianti di condizionamento del locale quadri elettrici;
- una piccola parte dei residui alimentari: originati ad esempio dalla lavorazione dei cibi.

A tali reflui, si aggiungono gli scarichi dei reflui civili provenienti dai mezzi navali di trasporto e supporto alle operazioni.

Dalla piattaforma esistente Emilio possono originarsi le seguenti tipologie di scarico idrico:

- acque meteoriche ricadenti su aree scoperte non contaminate: vengono scaricate in mare attraverso il tubo separatore. Le acque meteoriche ricadenti su aree bacinate e cordolate con presenza di attrezzature ed impianti non vengono scaricate in mare. Al contrario, queste acque vengono raccolte in serbatoio dedicato dal quale vengono periodicamente caricate su bettolina, portate a terra e gestite ai sensi della vigente normativa in tema di rifiuti.

#### Misure di prevenzione e mitigazione

Il Proponente informa che l'impianto di perforazione utilizzato è in grado di impedire qualsiasi tipo di perdita accidentale in mare di acque contaminate, di sostanze e fluidi.

Esso inoltre è dotato di una serie di sistemi antinquinamento dedicati alla prevenzione o al trattamento di uno specifico rischio di inquinamento, quali:

- Sistema di raccolta delle acque di lavaggio impianto e di eventuali fuoriuscite di fluidi/oli/combustibili.
- Sistema di raccolta e trattamento delle acque oleose.
- Sistema di raccolta dei detriti e dei fluidi di perforazione.
- Sistema di trattamento delle acque grigie e delle acque nere.

L'impianto di perforazione che verrà utilizzato, del tipo Jack-Up "GSF Key Manhattan", è dotato di un sistema di prevenzione inquinamento, denominato "Zero Pollution", progettato per evitare che l'acqua entrata in contatto con zone dell'impianto dove sono presenti sostanze inquinanti (fluidi, oli, combustibili o simili), possa poi finire in mare.

Tutti i piani di lavoro sono a tenuta e provvisti di adeguata bordatura in modo da evitare che i liquidi fuoriescano e vadano in mare. Inoltre, lungo tutto il perimetro della piattaforma, nell'area in cui sono posizionati gli impianti, sono presenti pozzetti di drenaggio per raccogliere le acque meteoriche ricadenti su zone di impianto potenzialmente contaminate, le acque di lavaggio impianto, oltre ad eventuali fuoriuscite di fluidi / oli / combustibili. Questi reflui vengono convogliati in apposite vasche e trasferiti tramite pompe di

raccolta ad una vasca da 50 m<sup>3</sup> alloggiata sul *main deck*. Il contenuto della vasca viene trasferito quando necessario, per mezzo di pompe, sulle cisterne della nave appoggio (*supply-vessel*) che staziona nelle immediate vicinanze della piattaforma, per essere trasportato a terra per il trattamento e lo smaltimento in idonei recapiti autorizzati.

I liquidi di sentina (costituiti quindi da una miscela di olio e acqua), tramite pompa di rilancio, sono inviati ad un impianto separatore olio-acqua; l'acqua separata, raccolta sui piani di lavoro, viene inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi da 50 m<sup>3</sup> alloggiata sul *main deck* (dove vengono convogliate anche le acque di lavaggio impianto, le acque meteoriche ricadenti su zone di impianto potenzialmente contaminate ed eventuali perdite accidentali di fluidi / oli / combustibili). Il contenuto della vasca viene periodicamente trasferito, per mezzo di pompe, sulle cisterne della nave appoggio (*supply-vessel*) che staziona nelle immediate vicinanze della piattaforma, per essere trasportato a terra per il trattamento e lo smaltimento in idonei recapiti autorizzati. L'olio separato viene raccolto in appositi fusti in attesa di essere trasportato a terra tramite *supplyvessel* per lo smaltimento in impianti autorizzati.

NON viene effettuato lo scarico in mare dei detriti perforati e del fluido di perforazione. I fluidi di perforazione e di completamento e i detriti (*cuttings*) rappresentano la principale fonte di produzione di rifiuti. I *cuttings* all'uscita dei vibrovagli vengono raccolti tramite coclea in appositi contenitori e inviati a terra a mezzo *supply-vessel* e successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati. Il fluido di perforazione non più utilizzato, è raccolto in apposite tank nel *supply vessel* e trasferito in banchina per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento.

I liquami civili (acque nere e acque grigie: scarichi wc, acque provenienti da lavandini, docce, cambusa) vengono trattati per mezzo di un impianto di depurazione prima dello scarico in mare aperto; lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle norme internazionali "MARPOL". Il sistema di trattamento dei reflui civili è progettato per poter trattare un volume giornaliero pari a 28,4 mc/giorno, calcolato sulla presenza massima a bordo (110 persone).

Per garantire una pronta risposta in caso di sversamenti a mare Eni è dotata di un servizio a chiamata di pronto intervento antinquinamento, con personale in grado di intervenire con mezzi ed attrezzature, entro 4 ore dalla chiamata e con personale reperibile 24h/24 e 7 giorni su 7.

7) Venga specificato ulteriormente il quadro di interventi immediati in caso di incidenti rilevanti e le misure di prevenzione e intervento in caso di fuoriuscite con sversamenti in mare di fluidi provenienti dal pozzo.

Risposta :

Come standard operativo, Eni richiede la presenza continua di almeno due barriere di sicurezza indipendenti e testate durante l'esecuzione delle operazioni, al fine di prevenire l'ingresso accidentale dei fluidi di formazione in pozzo. Nel caso in cui un evento possa compromettere l'integrità di una delle due barriere, il sistema garantisce tutte le operazioni necessarie per il ripristino della funzionalità della stessa.

Il fluido di perforazione costituisce il controllo primario del pozzo, ovvero la barriera idraulica. Le barriere secondarie sono rappresentate dai *casings*, *tubings*, BOP (*Blow-Out Preventer*), *wellhead* e relative tenute idrauliche, che sono sempre ridondanti e coprono qualsiasi evenienza per tutte le fasi di perforazione/produzione.

I sistemi di sicurezza, prevenzione e protezione e l'adozione delle procedure operative e di emergenza citate garantiscono, in ogni caso, nella remota ipotesi del verificarsi di una qualsiasi anomalia, possibilità di intervento immediato ed il ripristino delle condizioni di sicurezza.

Se per particolari ragioni geologiche/operative si dovesse verificare un ingresso di fluidi di strato in pozzo, dovuto ad una pressione superiore a quella idrostatica del fluido di circolazione, si modificherebbe il bilancio tra il flusso del fluido iniettato nel pozzo e quello in uscita, con conseguente aumento di livello dei fluidi nelle vasche. Tale fenomeno è denominato "*kick*" ed il suo verificarsi è segnalato da diversi allarmi cui il personale di perforazione risponde immediatamente adottando le misure di intervento necessarie per il ripristino della barriera idraulica.

I tempi di reazione del personale d'impianto, nel caso di un *kick*, allertato da una repentina variazione volumetrica del circuito fluidi, consentono di attivare le procedure di sicurezza e chiudere il pozzo in un

tempo compreso tra i 15 e i 60 secondi. Quindi si procede in sequenza operativa alla messa in sicurezza del pozzo.

Nella risposta sono stati presi in considerazione ed analizzati ampiamente alcuni potenziali scenari incidentali sia durante la perforazione, sia durante l'estrazione della batteria di perforazione.

8) *Si richiede infine al proponente di fornire le opportune controdeduzioni alle osservazioni eventualmente ad oggi pervenute e pubblicate sul portale Valutazioni Ambientali del MATTM.*

Risposta :

Vedi oltre.

**PRESO ATTO** delle risposte alla richiesta integrazioni della Regione Marche ed alle osservazioni di ARPAM del 3/07/2018 come di seguito elencate e controdedotte:

Gli argomenti affrontati sono stati raggruppati in funzione delle tematiche trattate, secondo la seguente struttura:

- 1) Rumore
- 2) Piano di monitoraggio ambientale
- 3) Sismicità
- 4) Planimetria giacimento
- 5) Emissioni in atmosfera
- 6) Scarichi idrici
- 7) Fluidi di perforazione
- 8) Rifiuti

1. *Si richiede di integrare lo studio eseguito al fine di valutare:*

- *le principali fonti di inquinamento acustico prodotte in ambiente marino;*
- *i meccanismi fisici che determinano la propagazione delle frequenze e dell'intensità del suono;*
- *il ruolo biologico dei suoni per i principali taxa di animali marini; con l'obiettivo di determinare, per ciascun tipo di rumore, i potenziali effetti sulla fauna acquatica ed i livelli di rumore oltre ai quali possono verificarsi effetti negativi sui mammiferi marini individuando le misure di mitigazione più opportune a tutela degli organismi.*

Risposta :

la risposta è già stata fornita per analoga richiesta della Commissione VIA.

2. *Prevedere un idoneo Piano di Monitoraggio Ambientale, integrando ed utilizzando i dati disponibili derivanti dal monitoraggio della piattaforma Emilio.*

Risposta :

Il Piano di monitoraggio ambientale è generalmente volto a valutare l'eventuale effetto dell'installazione di nuove strutture (piattaforme e sealines), prevedendo una serie di campionamenti disposti secondo uno schema "a croce" intorno all'area di installazione della futura piattaforma e lungo la linea di posa delle eventuali sealines. Nel caso del progetto di Donata 4 dir, invece, l'attività è riferita ad un cantiere temporaneo di circa 3 mesi, per in quale non è prevista l'installazione di alcuna struttura fissa per cui viene proposto un piano di monitoraggio così strutturato:

- Monitoraggio geodinamico
- Monitoraggio degli scarichi
- Monitoraggio delle emissioni

Riguardo alle emissioni verrà emesso un report finale dell'attività svolta contenente - oltre a quanto stabilito dalla norma UNI EN 15446:2008 - tutte le informazioni relative a procedure e normative di riferimento, modalità di svolgimento ed esiti delle varie fasi dell'attività ed eventuale proposta di un piano di miglioramento. Al report verrà allegato l'elenco dei punti censiti affiancato dall'esito di misure (concentrazione CH<sub>4</sub> e COV in ppmv) e calcoli (calcolo delle emissioni in kg/anno).



3. Verificare se l'intervento proposto possa in qualche modo contribuire all'innescio di attività sismica (riferimento febbraio 2014 - Commissione tecnico-scientifica incaricata di valutare le possibili relazioni tra attività di esplorazione per idrocarburi ed aumento dell'attività sismica - ICHESE). Il proponente dovrà quindi verificare se la perturbazione generata dalle attività in progetto sia capace di modificare il sistema da un ipotizzabile stato quasi-critico ad uno stato instabile.

Risposta :

A riguardo è stato presentato uno studio specifico denominato "**Campo di DONATA - Studio Sismo-Tettonico**" (v. Allegato 5).

4. Planimetria, a scala adeguata, in cui sia visibile il contorno del giacimento proiettato sulla superficie del fondo marino, sovrapposta alle planimetrie che registrano la subsidenza.

Risposta :

Si rimanda all'**Allegato 1** dove è riportata la planimetria in cui è visibile il contorno del giacimento proiettato sulla superficie del fondo marino, sovrapposta alla planimetria della subsidenza.

5. Idonei elaborati grafici (planimetria e sezioni significative) che raffigurino i tre motori descritti nel S.I.A., i loro sistemi di collettamento ed i relativi punti di emissione. Quantificare le emissioni per ogni singolo punto

Risposta :

Sull'impianto di perforazione che sarà utilizzato per realizzare il pozzo Donata 4 Dir è installato un impianto di produzione di energia elettrica con **tre generatori diesel** (n. 3 EMD, modello 16-645-E8, potenza di 1.950 hp (1454 kW) ciascuno). Inoltre, sull'impianto è presente un generatore che entra automaticamente in funzione in caso di emergenza (vedere Doc. SICS\_220 di Aprile 2018, Capitolo 3, paragrafo 3.2.8.1). I tre motori principali (EMD) sono posizionati nella parte centrale dello scafo, sotto il livello del ponte principale, ed i gas di scarico sono convogliati al lato esterno sinistro a mezzo di tubature dedicate, una per ogni motore. La planimetria in cui è visibile l'ubicazione dei punti di emissione dei 3 motori EMD è presente nell'Allegato 2.

In merito alla richiesta di "**Quantificare le emissioni per ogni singolo punto**", è stata riprodotta una tabella estrapolata dal SIA che indica le caratteristiche emissive di ciascun punto di emissione di generatori di potenza del Jack-Up "GSF Key Manhattan".

Per la stima delle emissioni e la conseguente valutazione dell'effetto delle ricadute degli inquinanti è stato implementato uno specifico modello di simulazione per la modellizzazione della diffusione di inquinanti in atmosfera (suite modellistica **CALMET/CALPUFF - Exponent® - Versione 8.5.0**).

Le simulazioni effettuate non hanno mostrato criticità né relativamente alle emissioni dell'impianto di perforazione, né rispetto al possibile effetto cumulo con la situazione preesistente di qualità dell'aria. Infatti, in relazione all'andamento meteorologico dell'anno 2016, utilizzato come base per le simulazioni, la stima delle ricadute delle emissioni dovute all'impianto di perforazione non comporta modifiche apprezzabili degli Standard di Qualità dell'Aria (SQA) fissati dalla normativa nazionale D.Lgs. 155/2010 per tutti gli inquinanti considerati (NOX/NO2, CO, Polveri/PM10 e SO2) e sull'intero il dominio di calcolo.

Inoltre, in relazione a tutti i parametri statistici per i quali è previsto un limite di legge, i contributi riconducibili alle sorgenti emissive considerate si presentano sempre ampiamente inferiori ai rispettivi limiti per tutti gli inquinanti considerati.

Infine, viene ricordato che il modello in modo cautelativo, è stato implementato considerando il funzionamento continuo dell'impianto di perforazione per 24 ore/giorno nel corso di un intero anno solare. In realtà, la fase di perforazione avrà una durata molto inferiore e durerà circa 76 giorni complessivi calcolati considerando anche la fase di completamento e spurgo. Le stesse considerazioni restano valide anche per l'eventuale futura fase di chiusura mineraria del pozzo che avrà una durata inferiore stimata in circa 25 giorni.

6. Ubicazione su idonee planimetrie degli scarichi dei reflui trattati e scaricati in mare aperto.

Risposta :

Si rimanda all' Allegato 3 dove si riporta la planimetria del top deck dell'impianto di perforazione Jack-Up "GSF Key Manhattan" nella quale è indicata l'ubicazione degli scarichi dei reflui trattati.

7. *Non viene indicata la temperatura delle acque di raffreddamento scaricate a mare*

Risposta :

E' stato precisato che gli "scarichi di acque di raffreddamento dei gruppi di potenza" indicati nello SIA (cfr. Doc. SICS\_220 di Aprile 2018, Capitolo 3, paragrafo 3.2.8.2) sono relativi agli scarichi dei condizionatori utilizzati per la SCR room (*SCR Room AC Unit Cooling Water Discharge*) (n.1 punto di scarico). Questi condizionatori hanno un sistema di raffreddamento a condensazione, che utilizza acqua di mare che viene poi successivamente riscaricata.

Le temperature, misurate all'uscita delle apparecchiature convogliate in mare a circa 18 metri di altezza s.l.m., variano a seconda della stagione. Le misure effettuate in estate mostrano una temperatura di circa 31°C. Le misure effettuate in autunno mostrano una temperatura di circa 24°C.

8. *Relativamente agli scarichi a mare, ad eccezione dei reflui civili dell'impianto di perforazione, non sono indicati i quantitativi/gg.*

Risposta :

La portata dello scarico delle acque di raffreddamento dei condizionatori dei quadri elettrici è pari a circa 100 litri/minuto.

Riguardo ai fluidi di perforazione.

9. *Schede tecniche relativamente agli additivi utilizzati nei fluidi di perforazione.*

Risposta :

Le Schede di Sicurezza (SDS) e le Schede Tecniche relative agli additivi utilizzati nei fluidi di perforazione sono riportate in Allegato 4 (v.).

10. *Non risulta chiaro il sistema di espulsione dei liquidi di perforazione, in caso di emergenze, descritto a pag 28 del capitolo 3 del S.I.A.*

Risposta :

V. paragrafo 3.2 (Risposta Osservazione n.3).

Riguardo ai rifiuti

11. *I rifiuti individuati e descritti a pag. 46 del capitolo 3 del SIA non sono stati codificati con il relativo codice CER.*

Risposta :

viene riportato un aggiornamento della relativa alla Stima della tipologia e della quantità di rifiuti prodotti in fase di perforazione - inserita a pag. 46 del Capitolo 3 dello SIA (Doc. SICS\_220, Aprile 2018). La tabella (v.) è stata integrata con l'individuazione dei codici CER e delle quantità relative ai rifiuti che generalmente sono prodotti durante la fase di perforazione di un pozzo.

**VALUTATE** le risposte del Proponente in linea con le richieste effettuate.

**PRESO ATTO** delle controdeduzioni alle osservazioni del pubblico fornite dalla Società ENI S.p.A. in data 22/11/2018, acquisite dalla scrivente Commissione con nota prot. CTVA\_2018-0004520 del 20/12/2018. , così come di seguito elencate e controdedotte. Per una maggiore fruibilità nella organizzazione delle risposte, gli argomenti oggetto delle osservazioni sono stati raggruppati dal Proponente in funzione delle tematiche trattate, secondo la seguente struttura:

- 1) Vigenza del titolo in relazione alla durata delle estrazioni
- 2) Sicurezza
- 3) Contributo del metano ai cambiamenti climatici
- 4) Sviluppo delle risorse "nazionali" di idrocarburi
- 5) Programma fluidi di perforazione

- 6) Stato del Mare Adriatico
- 7) Rischio sismico
- 8) Subsidenza
- 9) Rilascio di inquinanti durante le fasi di perforazione/estrazione
- 10) Area reperimento dell'Area Marina Protetta del Piceno
- 11) Procedimento di Via – eventuali integrazioni

1. Viene evidenziato uno sfasamento tra durata futura del titolo e durata del progetto da valutare per la VIA, con una parte della vita del progetto non coperta da alcuna titolarità da parte del proponente per quanto riguarda la concessione. Infatti la proroga richiesta depositata in data 29/03/2016 è di durata quinquennale a fronte di un progetto di estrazione che dovrebbe, secondo quanto riportato dal SIA durare 6 anni.

Risposta :

Per la regolamentazione di ciò che concerne i titoli minerari, fra i quali anche la concessione "B.C3.AS" in argomento, si fa riferimento alla normativa come di seguito riportato: ai sensi del combinato disposto dell'articolo 29 della Legge 21 luglio 1967, n. 613, dell'art. 9 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, dell'art. 13, comma 1, del D.Lgs. 25 novembre 1996 n. 625, dell'articolo 3, comma 10 del decreto ministeriale 25 marzo 2015, dell'articolo 31 del decreto direttoriale 15 luglio 2015 dell'articolo 1, comma 239 della legge 28 dicembre 2015, n.208 e del 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".

Più ancora in dettaglio, la legge 28 dicembre 2015, n.208 reca "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" ("Legge di Stabilità 2016") e, in particolare, il comma 239 dell'articolo 1, che modifica il secondo e terzo periodo dell'articolo 6, comma 17 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n.152 stabilisce che "....I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale.....".

L'art. 3 comma 7 del Decreto Ministeriale - Disciplinare Tipo del 7 dicembre 2016 cita " Ai sensi dell'art. 34, comma 19, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito con modificazioni dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221, i titoli abilitativi di cui al comma 1, qualora in base a quanto previsto dalle rispettive leggi di riferimento venga presentata istanza di proroga, devono intendersi automaticamente prorogati fino al completamento del procedimento di conferimento della proroga stessa. Durante tale periodo potranno essere autorizzate le attività previste dal programma lavori del titolo abilitativo oggetto di proroga.

Nel rispetto di quanto in vigore indicato, i titoli hanno durata ventennale, riferita al conferimento della concessione, decennale, riferita al primo rinnovo e, a seguito, prorogabile di cinque anni in cinque anni sino al termine della produzione ("vita utile del giacimento"). La proroga deve essere presentata almeno 2 anni prima della scadenza.

Per addivenire alla concessione interessata dal progetto, denominata "B.C3.AS", la stessa era in scadenza il 07/07/2018 a seguito del conferimento trentennale (D.M. 07/07/1973) e dei successivi rinnovi di 10 anni (D.M. 12/05/2003) e di ulteriori 5 anni (D.M. 11/07/2012). A riguardo, Eni ha presentato opportuna istanza di rinnovo quinquennale, di cui a prot. n. 120 del 22/03/2016, quindi nei tempi utili per poterne mantenere la titolarità, in funzione della vita utile dei giacimenti che giustificano la richiesta stessa.

L'aggiornamento dello studio di giacimento, da cui è scaturito il progetto di perforazione del pozzo Donata 4 dir, ha fornito una rivalutazione delle riserve del campo, con volumi residui stimati in 943 MSmc, e una produzione massima annuale prevista di 108 MSmc, come riportato nel documento Relazione GIAC/CS N° 29/17 di luglio 2017, trasmessa al MiSE con lettera prot.880 del 11/08/2017 ad integrazione dell'istanza di proroga quinquennale succitata, e dalla quale si evince la prosecuzione della produzione espressa in anni, sino al 2040. L'area della concessione "B.C3.AS" comprende i giacimenti denominati "Emilio", "Eleonora", entrambi in produzione, "Elena" e "Camilla" chiusi alla produzione ed infine "Donata", quale campo ancora

da sviluppare e quindi in oggetto di variazione programma lavori, presentata con istanza prot.1141 del 18/10/2017, ai sensi dell'art.7, comma 3 del Disciplinare Tipo D.M. 07/12/2016 e conseguente procedimento di valutazione d'impatto ambientale avviato con istanza prot. 608 del 02/05/2018, ai sensi dell'art.23 del D.Lgs. 152/2006, così come modificato con D.Lgs. 104/2017.

2. *A seguito del non rispetto di prescrizioni pregresse relativamente a questioni burocratiche quali la verifica di compatibilità ambientale e gli obblighi di ripristino ambientale in merito alla concessione B.C3.AS, si evidenzia che non sussiste più il diritto ad alcuna proroga delle attività di coltivazione, salvo una eventualmente necessaria alla chiusura in sicurezza e al ripristino ambientale, sotto adeguata e stretta vigilanza.*

Risposta :

(v. risposta precedente)

- 3 *Viene evidenziato che all'interno del S.I.A. la questione relativamente alla prevenzione del rischio blow-out è esclusivamente basata sull'uso del Blow out preventer (BOP), senza considerare l'eventuale malfunzionamento di tale apparato. Questa mancanza viene considerata come "Estremamente Grave" in quanto attiene alla questione della sicurezza, rappresentando come in larga parte risolutivi dei meccanismi e degli apparati che invece possono, in determinate condizioni, risultare addirittura peggiorativi delle condizioni di sicurezza.*

Risposta :

La prevenzione del rischio blow-out non è basata esclusivamente sull'utilizzo del Blow Out Preventer (BOP), questo infatti viene definito come "barriera secondaria". Il "Primary Well Control", ovvero il mantenimento della "Barriera Primaria" dipende da una corretta programmazione delle operazioni di pozzo, attraverso l'utilizzo del corretto peso del fluido di perforazione/completamento e/o di barriere di tipo meccanico; l'implementazione di pratiche operative appropriate; nonché l'accuratezza e il controllo dei dati costantemente raccolti, che devono essere correttamente interpretati ed eventuali anomalie segnalate tempestivamente. Relativamente alla valutazione del rischio blow-out derivante dal malfunzionamento del Blow Out Preventer (BOP), o più in generale della "Barriera secondaria", si consideri che la barriera secondaria è costituita principalmente da attrezzature meccaniche attivate dal personale che lavora sull'impianto.

I tassi di guasto (guasti/ora) di ogni attrezzatura, che vengono ottenuti tramite database specializzati o da letteratura come Oreda, SINTEF, Blu book, ecc... A partire dai tassi di guasto è possibile calcolare la probabilità di guasto considerando: il modo di guasto, il tempo di utilizzo dell'attrezzatura e il mean time to repair - MTTR (preso sempre da letteratura).

Per tutti i sistemi di sicurezza sono previsti test di funzionalità e di tenuta a pressione, con modalità definite da apposite specifiche tecniche, a cadenza regolare ed opportunamente registrati.

Si sottolinea che gli eventi incidentali individuati e descritti sono da ritenersi eventi estremamente improbabili proprio grazie all'adozione delle citate misure di prevenzione dei rischi ambientali e accorgimenti tecnici.

- 4 *In riferimento alla modellizzazione in caso di perdita di idrocarburi dalle strutture operanti per la perforazione, viene evidenziato che:*
- a. *non viene chiaramente definita la quantità di sostanza che potrebbe essere persa;*
  - b. *in caso di eventi gravi sia difficile rispettare la capacità di intervento rapida, tale da evitare conseguenze sulla costa, quali quelle evidenziate dal modello;*
  - c. *non risulta chiaro se lo scenario ipotizzato sia stato elaborato tenendo conto delle peggiori condizioni meteo marine;*
  - d. *il modello stesso viene applicato esclusivamente alla fase di perforazione, mentre i rilasci potrebbero avvenire durante le fasi di estrazione e di chiusura pozzo;*

- e. *il modello quindi risulta parziale e non viene presentato nelle opportune modalità per evidenziare l'esistenza del rischio al pubblico (ad esempio mappa delle spiagge interessate dal modello), anche durante le fasi di estrazione.*

Risposta :

Viene ricordato che l'Allegato VII "Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'articolo 22" alla parte Seconda del D.lgs. 152/06 e s.m.i. al comma 9 prevede che lo SIA debba contenere "Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione. A tale fine potranno essere utilizzate le informazioni pertinenti disponibili, ottenute sulla base di valutazioni del rischio effettuate in conformità della legislazione dell'Unione [...]".

L'analisi degli scenari incidentali con potenziali impatti sull'ambiente è stata condotta in accordo con il D.lgs. 145/2015 "Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE", che prevede lo sviluppo modellistico dell'incidente ambientale più gravoso tra quelli identificati, senza tenere conto del fatto che la probabilità di accadimento è estremamente bassa. Pertanto, partendo da tali indicazioni, lo scenario identificato come rappresentativo per l'analisi ambientale è il cedimento strutturale parziale del jack-up con conseguente cedimento strutturale parziale della piattaforma e sversamento in mare di gasolio dai serbatoi di stoccaggio

- a. Il dato relativo alla "quantità di sostanza che potrebbe essere persa" è riportato nel SIA (cfr. Doc. SICS\_220 di Aprile 2018) Capitolo 5, paragrafo 5.14, pag. 111.
- b. Il Piano di Emergenza Ambientale Offshore DICS prevede che i mezzi necessari al contenimento degli sversamenti in mare completino il loro intervento antinquinamento entro le 6 ore successive allo sversamento. Come dimostrato, la chiazza è contenuta e ben lontana dalla costa; tale situazione consente pertanto la completa gestione dell'evento con l'intervento dell'antinquinamento marino e l'impiego delle dotazioni. Inoltre, in merito agli interventi antinquinamento, in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa - D.M.23/01/17 "Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione e sulle relative navi di appoggio", si ricorda che ENI - DICS ha attrezzato la base operativa portuale a terra (presso Marina di Ravenna) con le dotazioni necessarie ad assicurare un efficace intervento. Infine si fa presente che in caso di eventi è fatto obbligo di informare con immediatezza la Capitaneria di Porto, che a sua volta interviene con propri mezzi e prendendo il controllo delle operazioni antinquinamento.
- c. Una volta individuato lo scenario incidentale di riferimento (sversamenti contemporanei da più serbatoi di stoccaggio gasolio) dal punto di vista ambientale, la valutazione degli impatti associati e del rischio ambientale è stata effettuata secondo lo schema metodologico già riportato nella documentazione (cfr. Capitolo 5, paragrafo 5.14, pag. 112). In particolare, al fine di valutare l'impatto dello scenario incidentale selezionato sull'ambiente marino e costiero, sono state effettuate simulazioni di dispersione di idrocarburi in mare e valutazione del potenziale impatto su costa, utilizzando il codice di calcolo OSCAR (Oil Spill Contingency And Response). Ciascun quadro incidentale (combinazione "scenario incidentale - istante di tempo/condizione meteomarina") è stato simulato per una durata adeguata a permettere all'idrocarburo di evolvere all'interno del dominio di interesse. Inoltre, per ogni quadro incidentale è stato valutato il tipo di impatto ambientale, utilizzando i parametri su target generici (settore costa e mare). Tale approccio metodologico, come richiesto dalle norme, ha consentito di identificare un set di quadri incidentali corrispondenti al massimo impatto, espresso in termini di superficie coinvolta, rispettivamente sulla superficie marina ed in colonna d'acqua per il settore mare, e lungo il litorale per il settore costa. Il modello di simulazione implementato ha consentito di effettuare la valutazione del rischio sui quadri incidentali corrispondenti al massimo impatto sia a costa che a mare.
- d. L'analisi degli scenari incidentali con potenziali impatti sull'ambiente è stata condotta in accordo con il D.Lgs 145/2015 "Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in

mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE", che prevede lo sviluppo modellistico dell'incidente ambientale più gravoso tra quelli identificati, senza tenere conto del fatto che la probabilità di accadimento è estremamente bassa. A tal proposito la RGR dell'impianto di produzione Emlio, che tiene in considerazione la configurazione dell'impianto in fase di estrazione, è stata depositata con lettera prot. 890/DICS in data 04/07/2018 ed è in attesa di valutazione da parte del Comitato per la sicurezza delle operazioni in mare. Il modello applicato per la fase di perforazione è valido anche per la fase di chiusura mineraria, in quanto per realizzare le attività di chiusura pozzo sarà impiegato un impianto del tutto analogo (del tipo Jack Up "GSF Key Manhattan") a quello che sarà utilizzato per la fase di perforazione del pozzo Donata 4 Dir. Per quanto riguarda la fase di estrazione, si ricorda che il giacimento è mineralizzato a gas, e sulla piattaforma Emilio sarà presente un unico serbatoio di stoccaggio gasolio. Pertanto, un eventuale sversamento di gasolio avrebbe effetti certamente minori rispetto a quelli valutati con il modello implementato che, ricordiamo, ha considerato lo sversamento contemporaneo dal serbatoio di stoccaggio di gasolio di piattaforma dal serbatoio di stoccaggio gasolio del gruppo elettrogeno di emergenza del jack-up.

- e. il modello implementato ha mostrato che dopo 6 ore dal verificarsi di un eventuale evento incidentale (sversamento di gasolio), momento in cui i mezzi antinquinamento sono entrati in azione con le misure mitigative/contenitive, la chiazza è contenuta e si trova molto lontana dalla costa. La mappa riportata nella documentazione (cfr. Capitolo 5, paragrafo 5.14.5 del SIA), oltre ad evidenziare la dispersione di gasolio a 6 ore dall'inizio del rilascio, fa vedere il tratto di costa prospiciente l'area di progetto che, tuttavia, non sarebbe interessata da uno spiaggiamento di idrocarburi. Non si ritiene necessario fornire elaborati grafici di maggior dettaglio in quanto non sarebbero significativi dato che se si realizzasse una cartografia con focus sulla costa la chiazza di gasolio non rientrerebbe nell'inquadramento e non sarebbe visibile.

- 5 *Il progetto non avrebbe alcun modo di superare l'obbligatorio confronto costi/benefici imposto dal d.lgs. n. 152/06 e s.m.i., poiché, mettendo in conto il pregresso, la concessione in questione si rivelerebbe non più ulteriormente sostenibile.*

Risposta :

La struttura della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM) quale organo tecnicoconsultivo del Ministero dello Sviluppo Economico, esprime pareri obbligatori in materia di attività di ricerca e coltivazione di risorse minerarie (CIRM sezione "a"), sicurezza delle attività di ricerca e coltivazione (CIRM sezione "b"), determinazione e versamento delle royalties (CIRM sezione "c"). più precisamente l'attività delle sezioni a) e b) succitate ed in capo alla DGS-UNMIG (costi/benefici) del Ministero stesso, fra i diversi temi, verte anche su specifiche ed approfondite analisi economiche che supportino i progetti presentati. Quanto premesso, è strettamente correlato al procedimento di variazione programma lavori della concessione di coltivazione in parola, attivato mediante opportuna istanza presso il Ministero dello Sviluppo Economico e che, contempla la raccolta di tutti i pareri necessari all'emanazione del decreto ministeriale finale, comprensivo dell'endoprocedimento ambientale in atto.

- 6 *In riferimento ai documenti di sicurezza presentati, ritenuti nel loro ambito ridotti e striminziti, risultano gravemente manchevoli nei riguardi almeno dei seguenti rischi: blow-out, sisma, subsidenza, versamenti di idrocarburi in mare, perdite dei fluidi di perforazione, incidenti strutturali, incendio ed esplosione*

Risposta :

Va chiarito che gli aspetti di dettaglio per tali valutazioni e delle relative misure di sicurezza e salvataggio sono sviluppati nell'ambito di altri procedimenti dedicati, facenti riferimento alle seguenti cogenze normative:

- Decreto Presidente Repubblica 09/04/1959 n° 128 "Norme di polizia delle miniere e delle cave";
- Legge 5 giugno 1962, n. 616 "Sicurezza della navigazione e della vita umana in mare."

- Decreto del Presidente della Repubblica 24/05/1979 n° 886 "Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale";
- D.Lgs. Governo 25/11/1996 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"
- Decreto Ministeriale 10/03/1998 "Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro";
- Decreto Presidente Repubblica 01/08/2011 n° 151 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122";
- D.Lgs. Governo 09/04/2008 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" e s.m.i."
- D.Lgs. Governo 18 agosto 2015, n. 145 "Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE."

In particolare quest'ultimo decreto n. 145 del 2015 richiede l'analisi dei grandi rischi e nel caso specifico anche degli effetti che deriverebbero da incendi ed esplosioni, blow-out o rilasci da linee ed apparecchiature. All'interno dello Studio di Impatto Ambientale depositato è stato quindi inserito, quale scenario rappresentativo di carattere ambientale, il cedimento strutturale parziale del jack-up con conseguente cedimento strutturale parziale della piattaforma e sversamento in mare di gasolio dai serbatoi di stoccaggio (serbatoio di stoccaggio di gasolio di piattaforma e serbatoio di stoccaggio del gruppo elettrogeno di emergenza del jack-up).

Lo scenario di cedimento strutturale ha tra le sue cause iniziatrici, oltre che la progettazione e/o costruzione inadeguata degli impianti e gli impatti esterni, anche gli effetti legati ai danni provocati dai jet fire o flash fire (va sottolineato che il gas del giacimento è composto da metano privo di idrocarburi liquidi e di componenti tossiche per le persone). Ai sensi dell'art. 11 comma 7 del D.Lgs. n. 145 del 18/08/2015 Eni ha redatto e depositato al Comitato per la Sicurezza delle Operazioni in Mare con nota prot. 890 del 04/07/2018 una relazione sui Grandi Rischi, relativa alla piattaforma di produzione Emilio. Il documento sopracitato sviluppa una quantificazione sia delle frequenze degli eventi iniziatori sia del contributo di riduzione del rischio apportato da tutte le barriere presenti (sia preventive che mitigative).

Per ognuno degli scenari possibili è stata svolta un'analisi delle frequenze incidentali associate, e attraverso la valutazione delle barriere che contribuiscono alla mitigazione del rischio, vengono quantificate le probabilità di accadimento di tutti gli eventi incidentali, valutando l'efficacia dei sistemi sia di Prevenzione che di Protezione installati sulla piattaforma Emilio. La metodologia sviluppata all'interno della Relazione Grandi Rischi prevede anche un'ulteriore analisi finalizzata alla ricomposizione di tutti i rischi individuati, appurando che più eventi incidentali ricadenti in una stessa area impiantistica, risultino comunque ricadenti nella matrice di accettabilità del rischio.

In modo simile a quanto descritto per la piattaforma di produzione, ai sensi dell'art. 11 comma 7 del D.Lgs. n. 145 del 18/08/2015 Eni ha redatto e depositato al Comitato per la Sicurezza delle Operazioni in Mare con nota prot. 622 del 15/06/2017 una relazione sui Grandi Rischi, relativa all'impianto non destinato alla produzione Jack Up Key Manhattan. Tale documento sviluppa una quantificazione sia delle frequenze degli eventi iniziatori sia del contributo di riduzione del rischio apportato da tutte le barriere presenti (sia preventive che mitigative), degli scenari di rilascio da serbatoio gasolio in Sala Macchine o Sala Valvole, di caduta oggetti per movimentazione carichi con gru, argano e carroponte, gli scenari di collisione con mezzi navali o elicottero. Per ognuno degli scenari sopracitati è svolta un'analisi combinata delle frequenze incidentali, e attraverso la valutazione delle barriere che contribuiscono alla mitigazione del rischio, vengono



quantificate le probabilità di accadimento di tutti gli eventi incidentali, valutando l'efficacia dei vari sistemi sia di Prevenzione e che di Protezione installati sul Jack Up.

Si evidenzia inoltre che, ai sensi dell'art. 15 del D.Lgs. n. 145 del 18/08/2015, Eni depositerà al Comitato per la Sicurezza delle Operazioni in Mare anche un'ulteriore Comunicazione, dove verranno analizzati, quantificati e riverificati in una Valutazione sui Grandi Rischi (VGR), tutti i Grandi Rischi riferiti alle operazioni in pozzo e gli eventuali rischi interferenziali tra le due strutture. In tale analisi saranno confermate le valutazioni inserite nello Studio di Impatto Ambientale relativamente agli effetti dello scenario ambientale sopra descritto.

Gli aspetti di sicurezza legati agli impianti, attrezzature e sostanze utilizzate sulla piattaforma Emilio sono analizzati all'interno del Certificato di Prevenzione Incendi della piattaforma; il C.P.I. rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Teramo ha validità fino al 06/10/2021, e prima della scadenza dello stesso, ai sensi del D.P.R. n.151 del 01/08/2011 Eni procederà alla richiesta di rinnovo nel rispetto dell'iter legislativo prescritto.

Tutti gli aspetti di sicurezza e salvataggio legati all'impianto di perforazione Jack Up sono analizzati con frequenza biennale all'interno del procedimento delle Annotazioni di Sicurezza previsto dalla Legge n. 616 del 05/06/1962 e dal D.P.R. n. 886 del 24/05/1979; l'impianto Jack Up Key Manhattan ha ottenuto il rilascio delle Annotazioni di Sicurezza in data 29/11/2017, La ditta proprietaria dell'impianto, Shelf Drilling con il supporto di Eni procederà alla richiesta di rinnovo dello stesso nel rispetto dell'iter legislativo prescritto, entro il 28/11/2019.

Per quanto riguarda l'osservazione relativa al rischio sismico, si segnala che Eni provvede alla verifica costante delle proprie strutture e ad attività di riqualifica delle sottostrutture offshore che hanno superato la design life, in conformità agli standard internazionali (API RP2A + ISO 19902 "Petroleum and natural gas Industries – Fixed steel offshore structures + ISO/DIS 19901-9 "Structural Integrity Management"). In particolare la ISO 19902 prevede un assessment delle strutture esistenti che hanno superato la design life se la vita a fatica delle intestazioni è inferiore alla extended design life o se le ispezioni rilevano anomalie.

7 *In riferimento ai cambiamenti climatici, al contrario di quanto affermato dal proponente, il metano non può essere considerata come una fonte di energia più pulita dal punto di vista dei cambiamenti climatici. A tal proposito viene evidenziato che lo studio non risulta aggiornato in quanto non vengono riportate anche le pubblicazioni meno recenti nelle quali vengono sollevate le stesse criticità in merito allo scenario di "Transizione" nell'uso del metano per mitigare i cambiamenti climatici, ma sottovaluta anche gli impatti generali del metano nell'ottica della strategia nazionale ed internazionale di lotta ai cambiamenti climatici.*

Risposta :

Nonostante sia un combustibile fossile, il gas naturale, un mix di idrocarburi gassosi dominato dal metano, è sempre stata una fonte di energia relativamente verde rispetto a idrocarburi come carbone e petrolio. Nel settore trasporti, per esempio, l'adozione di combustibili a base di metano può ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 20-25% rispetto ai combustibili fossili tradizionali quali benzina e gasolio. Inoltre, il gas naturale ha un impatto positivo decisamente maggiore quando impiegato come mezzo per la generazione di elettricità. In questo contesto, ha di gran lunga la minore impronta di carbonio fra tutti i combustibili fossili, producendo circa metà delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al carbone (attualmente la principale fonte di generazione di elettricità) per kWh di energia elettrica generata.

Negli ultimi anni sono stati fatti grandi passi avanti nell'utilizzo di fonti di energia rinnovabile, ma per la completa transizione ad un futuro low-carbon è necessario ancora del tempo. I costi di produzione sono ancora troppo elevati e la continuità della fornitura, necessaria al fabbisogno energetico in Italia e nel mondo, non è ancora garantita.

Il gas naturale, favorito dalle elevate efficienze degli impianti e dai bassi coefficienti emissivi, è, infatti, una fonte di energia a basso impatto ambientale. In particolare, a parità di energia prodotta, il gas metano



produce meno anidride carbonica (in media dal 25 al 40% in meno) se paragonato ad altri combustibili provenienti da fonti fossili come petrolio e diesel.

Infine il Proponente ricorda che la produzione di Donata sarà costituita da gas metano al 99.3% e che, a valle della mera separazione fisica da eventuali tracce di acqua di giacimento, il gas sarà immesso direttamente nella rete di trasporto e distribuzione nazionale.

(Si ritiene comunque che questa tematica coinvolga altri ambiti bel più ampi che riguardano in generale le politiche socio economiche e le strategie di sviluppo della società).

8 Viene evidenziato che in considerazione di una produzione complessiva dell'intera concessione con livelli estremamente bassi, è possibile prevedere che le royalties matureranno solo per due anni e per volumi risibili in confronto con i rischi ambientali, per cui il tema dello sviluppo delle risorse nazionali risulta totalmente strumentale in considerazione del regime giuridico dei giacimenti e delle royalty.

Risposta :

Con riferimento alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, le royalties sono applicate al valore della produzione. In Italia il sistema di prelievo fiscale sull'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi combina royalties, canoni d'esplorazione e produzione, tassazione specifica e imposte sul reddito della società. Nel nostro paese le royalties per le produzioni a terra sono attualmente del 10% (a seguito dell'incremento del 3% introdotto nel 2009), mentre per produzioni a mare è del 10% per il gas e del 7 % per il petrolio, e sono applicate sul valore di vendita delle quantità prodotte.

Si evidenzia che il volume del gas prodotto da ENI viene totalmente immesso nella rete nazionale, contribuendo, congiuntamente ad altre forme di produzione di energia, alla riduzione delle importazioni di idrocarburi necessarie a soddisfare la domanda ed il fabbisogno nazionale. A tal proposito si fa presente che Eni ha contribuito con una produzione di gas annuale nel 2017 di circa 7,29 GSm<sup>3</sup> di gas e 5,75 Mton di olio che corrispondono rispettivamente a circa il 10% ed il 7% del fabbisogno energetico nazionale.

9 Viene evidenziato che il programma dell'uso dei fluidi di perforazione prevede l'utilizzo di miscele di composizione ignota e, almeno per una parte della perforazione, a base oleosa. Parte di questi fluidi a seguito di gravi incidenti potrebbero disperdersi, oltre a contaminare le acque sotterranee.

Risposta :

La composizione dei fluidi di perforazione è stata indicata in maniera dettagliata nel Capitolo 3, paragrafo 3.2.4 dello SIA (cfr. Doc. SICS\_220, Aprile 2018).

Per semplicità di lettura, nel documento si riporta lo stralcio dello SIA in cui viene descritto il programma fluidi di perforazione.

[...] il programma fluidi del progetto Donata 4 DIR prevede la perforazione della fase da 22" con fluidi a base acquosa (indicati con il termine FW, che indica un fluido a base di "Fresh Water"), la perforazione delle fasi da 16" e 12" 1/4 con fluido LT IE 80 (il termine LTIE indica un fluido a base oleosa) e la perforazione della fase da 8" 1/2 con fluido DIF (il termine DIF indica un fluido a base di "Drill-In-Fluids"):

- Fluido FW GE PO: fluido bentonico a base acquosa con gel polimerici (Fase 22");
- Fluido LT IE 80: fluido a base Lamix inibente ad alta performance (Fase 16" e 12 1/4");
- Fluido DIF: fluido a base acqua (Fase 8 1/2");
- Fluido di completamento BRINE CaCl<sub>2</sub>: fluido a base acquosa con cloruro di calcio [...]

[...] Nelle Tabelle (v. nel documento citato) sono riportate le composizioni medie in percentuali delle principali tipologie di fluidi di perforazione impiegati. Si evidenzia che la composizione dei fluidi, sia come percentuale in peso dei prodotti contenuti, sia per le tipologie di additivi, non è fissa ma viene di volta in volta adattata alle condizioni operative di perforazione. Tale compito viene assolto dagli Assistenti Fluidi di Perforazione e Completamento, personale tecnico appositamente formato ed addestrato [...].

Nell'Allegato 4 del documento (v.) sono riportate sia le Schede di Sicurezza sia le Schede Tecniche delle sostanze che saranno impiegate per confezionare i fluidi di perforazione.

Per maggiori informazioni si rimanda al Programma geologico, di perforazione e completamento pozzo Donata 4 DIR presentato a corredo dello SIA (cfr. Doc. SICS\_220, Aprile 2018).

In merito alla seconda parte dell'Osservazione, riguardante gli eventi incidentali che potrebbero verificarsi in fase di perforazione che, tuttavia, sono da ritenersi eventi rari ed estremamente improbabili grazie alle misure di prevenzione dei rischi ambientali ed accorgimenti tecnici adottati da Eni, si rimanda a quanto descritto nella risposta all'Osservazione 3.

*10 Viene evidenziato come il Mar Adriatico sia un mare con una gravissima condizione ambientale e, che quindi, ulteriori progetti potrebbero aumentare la pressione antropica per un mare che già oggi è lontanissimo dagli standard di qualità ambientale.*

Risposta :

Eni sulle proprie piattaforme adotta i più elevati standard e linee guida internazionali nella gestione delle attività in tutti i contesti in cui opera, primo fra tutti l'ambiente marino. In particolare, gli impianti offshore di Eni nel Mare Adriatico sono dedicati alla produzione di gas naturale, la più sostenibile tra le fonti fossili, ed operano da sempre nel pieno rispetto delle leggi e delle prescrizioni vigenti.

*Rischio sismico*

*11 Viene evidenziato come nel S.I.A. la questione del rischio sismico indotto non sia stata per nulla affrontata, oltre al fatto che siano emerse lacune nelle fasi descrittive. In particolare, viene sottolineato come all'interno del S.I.A. stesso non sia presente alcun riferimento in merito alla sorgente sismogenetica identificata dall'INGV.*

Risposta :

Per rispondere alla richiesta formulata dalla Regione Marche, Eni ha elaborato uno studio specifico denominato "Campo di DONATA - Studio Sismo-Tettonico" (v. Allegato 5).

*Subsidenza*

*12 Viene evidenziato come nel modello sulla subsidenza i dati di input siano sbagliati prevedendo un'estrazione per 5 anni invece che 6.*

Risposta :

Il progetto del pozzo Donata 4 Dir ha un profilo di produzione di durata pari a 5 anni. E' evidente altresì che se il progetto ha inizio nel corso dell'anno, esso interessa 6 anni di calendario (2019-2024) ma la durata del profilo di produzione resta di 5 anni.

*13 Viene evidenziato come le attività di perforazione, in virtù di quanto già detto in merito alla situazione del Mar Adriatico, siano responsabili di un aumento delle concentrazioni di una serie di contaminanti (metalli pesanti; IPA) sia nei sedimenti che nel biota. Inoltre, a titolo di esempio, nell'osservazione si richiama quanto accaduto per il Bario nella vicina piattaforma Clara NW.*

Risposta :

In merito a quanto osservato, come descritto nel Capitolo 3 dello SIA (Doc. SIS 220, Aprile 2018), viene ribadito che l'impianto di perforazione (del tipo Jack-Up "GSF Key Manhattan") che sarà utilizzato è in grado di impedire qualsiasi tipo di perdita accidentale in mare di acque contaminate, di sostanze e fluidi. Lo stesso è inoltre dotato di una serie di sistemi antinquinamento dedicati alla prevenzione o al trattamento di uno specifico rischio di inquinamento.

L'impianto sarà dotato di un sistema di prevenzione inquinamento, denominato "Zero Pollution", progettato per evitare che l'acqua entrata in contatto con zone dell'impianto dove sono presenti sostanze inquinanti (fluidi, oli, combustibili o simili), possa poi finire in mare; non prevede lo scarico in mare dei detriti perforati e del fluido di perforazione. I materiali residui originati dall'attività di perforazione vengono raccolti in appositi contenitori (cassonetti di raccolta) e inviati a terra a mezzo supply-vessel e

successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati, come previsto dalla normativa.

Dalla Piattaforma Emilio, in fase di produzione, non saranno originati scarichi idrici (fatta eccezione per le acque meteoriche non contaminate) poiché le acque di strato vengono trasferite tramite sealine (da 3") prima alla piattaforma Eleonora e successivamente alla Centrale gas di Pineto.

*14 Viene evidenziato come i divieti relativi alle 12 miglia debbano essere applicati anche in assenza di un'istituzione definitiva dell'Area Protetta, in virtù del principio di precauzione e di non depauperamento del patrimonio ambientale individuato.*

Risposta :

Il comma 17 dell'art.6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. prevede che: "Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n.9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale."

Il Proponente ribadisce come l'Area Marina Costa del Piceno sia un'area marina protetta di prossima istituzione, ovvero un'area di reperimento per la quale è in corso l'iter istruttorio.

Per la concessione "B.C3.AS" in cui ricade il progetto, in scadenza il 07/07/2018 a seguito del conferimento trentennale (D.M. 07/07/1973) e dei successivi rinnovi di 10 anni (D.M. 12/05/2003) e di ulteriori 5 anni (D.M. 11/07/2012), Eni ha presentato istanza di rinnovo quinquennale, di cui a prot. n. 120 del 22/03/2016. L'aggiornamento dello studio di giacimento ha fornito una rivalutazione delle riserve del campo, con volumi residui stimati in 943 MSmc, e una produzione massima annuale di 108 MSmc, come riportato nel documento Relazione GIAC/CS N° 29/17 di luglio 2017, trasmessa al MiSE con lettera prot.880 del 11/08/2017 (integrazione side-track "Emilio"), dove si evince l'intervallo di produzione espresso in anni, che si sviluppa dal 2017 al 2040.

Sulla base di quanto sopra riportato, le limitazioni previste dal comma 17, art. 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. non risultano applicabili al progetto in esame sia per il fatto che l'area in questione non è stata istituita come un'Area Marina Protetta, sia perché il progetto si inserisce in una concessione mineraria il cui titolo abilitativo è già stato rilasciato. Infine, si fa presente che il progetto in esame, di realizzazione di un nuovo pozzo da piattaforma esistente, non prevede alcun tipo di impatto negativo significativo sul patrimonio ambientale dell'area.

*15 Viene inoltre richiesto al Ministero dell'Ambiente di non consentire l'integrazione del S.I.A. fuori dalle condizioni previste dalla legge, specificando che uno studio va rigettato se incompleto oppure bocciato come già evidenziato dalla Commissione Europea per le procedure di V.inc.A. nella lettera all'Italia nell'ambito della procedura Pilot 6730/14/ENVI.*

Risposta :

Ai sensi di quanto previsto dall'art. 23 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., Eni ha presentato istanza di VIA al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) in data 08/05/2018 trasmettendo la seguente documentazione in formato elettronico:

- a) elaborati progettuali di cui all'articolo 5, comma 1, lettera g);
- b) studio di impatto ambientale;
- c) sintesi non tecnica;
- d) avviso al pubblico, con i contenuti indicati all'articolo 24, comma 2;
- e) copia della ricevuta di avvenuto pagamento del contributo di cui all'articolo 33.

La documentazione è stata predisposta secondo "Specifiche tecniche per la predisposizione e la trasmissione della documentazione in formato digitale per le procedure di VAS e VIA ai sensi dei D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.", disponibile sul sito internet [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it) nella sezione VAS e VIA.

In merito alla citata procedura EU Pilot 6730/14/ENVI, si precisa che la stessa è "diretta ad accertare se esista in Italia una prassi di sistematica violazione dell'articolo 6 della direttiva Habitat" a causa di svariate attività e progetti realizzati in assenza di adeguata procedura di valutazione di incidenza ambientale (V.INC.A.) in aree rientranti in siti di importanza comunitaria (SIC) e zone di protezione speciale (ZPS) componenti la Rete Natura 2000. In particolare, la presunta violazione dell'art. 6 della Direttiva Habitat, Commi 2, 3, 4, comprende interventi senza VINCA, con VINCA carente o con Misure di Compensazione non coerenti.

Le attività in progetto, come descritto nello SIA consegnato, saranno realizzate a notevole distanza dai siti appartenenti alla Rete Natura 2000 (il sito più vicino all'area di progetto è la ZPS IT5340001 – Litorale di Porto d'Ascoli - che dista circa 26 km dalla piattaforma Emilio) e non è risultato necessario assoggettare il progetto a procedura di Valutazione di Incidenza. Pertanto, si ritiene che il progetto in esame non rientri nel gruppo di quegli interventi richiamati nella Procedura EU Pilot 6730/14.

**VISTE E VALUTATE** le risposte fornite alle principali argomentazioni riguardanti le osservazioni così come sopra riportate e controdedotte, ritenute esaustive nella forma e nei contenuti.

**RICORDATO** che :

- il giacimento "Donata" è stato scoperto nel 1983 tramite la perforazione del pozzo Donata 1. A seguito dei risultati positivi del pozzo, nel 1984 è stato perforato il pozzo Donata 2, a 2,8 km di distanza verso NO, col rinvenimento di scarse mineralizzazioni, e nel 1986 il pozzo Donata 3, più vicino a Donata 1, con conferma delle mineralizzazioni più importanti del primo pozzo;
- la piattaforma Emilio è esistente e le attività di produzione sono già in corso e autorizzate con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000;
- il progetto complessivo prevede la perforazione e la messa in produzione del nuovo pozzo "Donata 4 DIR" dall'esistente piattaforma Emilio e ed il successivo invio del gas e delle acque di strato separate sull'esistente piattaforma Eleonora tramite le condotte esistenti sottomarine;
- successivamente, dalla piattaforma Eleonora il gas sarà convogliato tramite la rete di condotte sottomarine esistenti verso la Centrale di Pineto, previo adeguamento dei sistemi di controllo hardware e software esistenti;
- le attività in progetto saranno realizzate nel Mar Adriatico Centro Settentrionale, nell'offshore antistante la Regione Marche, ad una distanza di circa 27 km (14,6 miglia marine) dalla costa marchigiana San Benedetto del Tronto (AP);
- le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C3.AS" (100% Eni), ubicata in Zona Marina "B" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 221,69 km<sup>2</sup>.

**CONSIDERATO** che le attività da eseguire per l'implementazione del progetto in esame possono essere suddivise nelle seguenti fasi:

- posizionamento (Mob) dell'impianto di perforazione di tipo "Jack-up Drilling Unit" a lato dell'esistente piattaforma Emilio;
- perforazione e completamento del pozzo Donata 4 DIR, dalla piattaforma esistente Emilio;
- allontanamento (Demob) dell'impianto di perforazione;
- allaccio e messa in produzione del pozzo Donata 4 DIR;
- chiusura mineraria del pozzo Donata 4 DIR prevista al termine della vita produttiva del pozzo.

## QUADRO PROGRAMMATICO

**PRESO ATTO** che nel Quadro Programmatico il Proponente ha esaminato le diverse normative così come di seguito riassunte

### Normative in materia di protezione dell'ambiente marino

#### *Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare*

L'Italia, con DPR n. 816 del 26 aprile 1973, ha adottato un sistema di linee di base (articolato, lungo la penisola, in 21 segmenti, e attorno alla Sicilia e alla Sardegna, rispettivamente, in 10 e 7 segmenti) che ha prodotto una notevole semplificazione del margine esterno del mare territoriale e delle isole

La delimitazione delle acque territoriali tra l'Italia e i Paesi confinanti, nelle zone in cui la distanza tra le rispettive linee di base è inferiore alle 24 miglia, è stata attuata mediante i seguenti accordi:

- la Convenzione di Parigi del 28 novembre 1986 tra Italia e Francia relativa alla delimitazione delle frontiere marittime nell'area delle Bocche di Bonifacio;
- il Trattato di Osimo del 10 novembre 1975 tra la ex Jugoslavia (territori oggi appartenenti a Slovenia e Croazia) e l'Italia, concernente la sistemazione delle questioni pendenti tra i due Paesi.

La Zona Contigua si estende per 24 miglia marine dalla linea di base, in tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione. Ad oggi, l'Italia non ha istituito una Zona Contigua.

La Zona Economica Esclusiva (ZEE), comprende la colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare e si estende al di là del mare territoriale, non oltre le 200 miglia marine dalle linee di base. In tale area lo stato gode di *"diritti sovrani ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche e o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti"*. Ad oggi, l'Italia non ha istituito una Zona Economica Esclusiva.

Per Piattaforma Continentale si intende l'area sottomarina che si estende al di là delle acque territoriali, attraverso il prolungamento naturale del territorio emerso, sino al limite esterno del margine continentale, o sino alla distanza di 200 miglia dalle linee di base, qualora il margine continentale non arrivi a tale distanza.

Per la definizione dei limiti della Piattaforma Continentale italiana, sono stati ufficializzati i seguenti accordi e convenzioni con gli Stati costieri del Mediterraneo:

- Croazia (ex Jugoslavia), accordi ratificati con DPR n. 380 del 22 maggio 1969, in vigore dal 21 gennaio 1970. Successivamente la Legge n. 73 del 14 marzo 1977, di ratifica ed esecuzione del trattato tra la Repubblica italiana e la Repubblica socialista federativa di Jugoslavia, ha definito la linea di delimitazione nel golfo di Venezia con la Slovenia. La Slovenia, la Croazia ed il Montenegro sono Stati successori rispetto a questo Accordo. Italia e Croazia hanno stipulato nel 2005 un'Intesa tecnica (Comunicato Ministeriale 30 settembre 2005) che, lasciando inalterato il contenuto dell'Accordo del 1968, per ovviare all'incertezza dei dati cartografici non univoci, ha trasformato in datum WGS 84 le coordinate dei punti da 1 a 42 della linea di delimitazione della piattaforma continentale tracciati sulle carte nautiche italiane ed ex iugoslave allegate all'Accordo del 1968;
- Tunisia, accordo ratificato con Legge n. 347 del 3 giugno 1978, in vigore dal 16 dicembre 1978;
- Grecia, accordo ratificato con Legge n. 290 del 23 marzo 1980, in vigore dal 3 luglio 1980;
- Albania, accordo ratificato con Legge n. 147 del 12 aprile 1995, entrato in vigore il 26 febbraio 1999;
- Spagna, accordo ratificato con Legge n. 348 del 3 giugno 1978, in vigore dal 16 novembre 1978;
- Francia, convenzione italo-francese del 28 novembre 1986 relativa alla delimitazione delle frontiere marittime nell'area delle Bocche di Bonifacio (il 21 marzo 2015 è stato firmato l'Accordo di Caen che ridefinisce i confini territoriali Italiani e Francesi, l'accordo non ratificato dall'Italia);
- Malta,

modus vivendi dal 29 aprile 1970 riguardante la delimitazione parziale, a carattere provvisorio e senza pregiudizio dei diritti sovrani degli Stati frontisti, dei fondali entro la batimetria dei 200 metri per mezzo della linea di equidistanza tra le coste settentrionali di Malta e le prospicienti coste della Sicilia.

**CONSIDERATO** che :

- l'area interessata dal progetto "Donata 4 DIR" ricade all'interno della "Piattaforma Continentale" italiana, ai sensi della Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del mare, ratificata dall'Italia il 13 gennaio 1995; sulla piattaforma lo Stato costiero esercita diritti sovrani per quanto riguarda l'esplorazione e lo sfruttamento delle risorse naturali (art. 77) senza pregiudicare il regime giuridico delle acque e dello spazio;
- la Concessione B.C3.AS, all'interno della quale sarà realizzato il progetto "Donata 4 DIR" in esame, ricade interamente nella Zona marina B;
- alla data di stesura dello SIA (Marzo 2018), le Zone di Protezione Ecologica non riguardano il Mar Adriatico.

**PRESO ATTO** che il Proponente ha esaminato le diverse normative di seguito esposte :

**Normativa Europea**

**Direttiva 2008/56/CE (MSFD, Marine Strategy Framework Directive)**, entrata in vigore nel luglio del 2008, istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino. Essa contiene gli indirizzi affinché tutti gli Stati membri possano adottare le misure necessarie per conseguire o mantenere un buono stato ecologico dell'ambiente marino entro il 2020.

**Direttiva 2008/56/CE** è stata recepita in Italia con il **D.Lgs. 190 del 13 ottobre 2010** recante "Attuazione della direttiva 2008/56/CE" (Carta di Livorno), il quale prevede una serie di ulteriori successive azioni da implementare nel tempo. Tra esse spiccano la definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati (MP, *Monitoring Programmes*).

Dando seguito ad una proposta della Commissione UE del 2013, il 23 luglio 2014 è stata emanata la **Direttiva 2014/89/UE** che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo. L'Italia ha recepito tale Direttiva con **D.Lgs. n. 201 del 17 ottobre 2016**.

Riguardo al Protocollo di Kyoto in Italia sono stati emessi i seguenti strumenti legislativi di recepimento e attuazione del Protocollo :

- **Legge n. 120 del 2 giugno 2002** "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- **Delibera CIPE 123/02 del 19 dicembre 2002** "Revisione delle Linee Guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra" ha approvato il "Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, 2003-2010", quale revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Legge 120/2002);
- **Delibera CIPE 137/98 del 19 dicembre 1998** "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"; con la quale il CIPE ha individuato le quote di riduzione dei gas serra da ottenersi su scala nazionale;
- **D.Lgs. n. 171 del 21 maggio 2004**: attuazione della direttiva 2001/81/CE riguardante i limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti;
- **D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i.**: norme in materia ambientale;
- **D.Lgs. n. 155 del 13 agosto 2010**: attuazione della Direttiva 2008/50/CE riguardante la qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa;
- **Decreto 15 marzo 2012** del Ministero dello Sviluppo Economico "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome";

- **Decreto Ministeriale Ambiente del 29 novembre 2012** "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 12 novembre 2004, n. 273, recante disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità europea";
- **D.Lgs. n. 250 del 24 dicembre 2012** che modifica ed integra il D.Lgs. 155/2010 definendo anche il metodo di riferimento per la misurazione dei composti organici volatili;
- **Decreto Ministeriale Ambiente del 22 febbraio 2013** che stabilisce il formato per la trasmissione del progetto di adeguamento della rete di monitoraggio;
- **D.Lgs. n. 30 del 13 marzo 2013** "Attuazione della Direttiva 2009/29/CE che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra", che abroga il D.Lgs. 216/2006;
- **D.Lgs. n. 46 del 4 marzo 2014** "Attuazione della Direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)", il decreto ha modificato le Parti II, III, IV e V del D.Lgs. 133/2005 (incenerimento di rifiuti) e ne ha assorbito i contenuti sull'incenerimento e coincenerimento dei rifiuti;
- **D.Lgs. n. 112 del 16 luglio 2014** "Attuazione della Direttiva 2012/33/UE che modifica la Direttiva 1999/32/CE relativa al tenore di zolfo nei combustibili ad uso marino";
- **D.M. del 5 maggio 2015** stabilisce i metodi di valutazione delle stazioni di misurazione della qualità dell'aria di cui all'art. 6 del D.Lgs. 155/2010.

#### **Direttive Comunitarie in materia di pianificazione energetica**

A livello europeo, la principale normativa di riferimento è la seguente:

- **Direttiva 94/22/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 1994 relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;
- **Direttiva 2003/54/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la **Direttiva 96/92/CE**;
- **Direttiva 2003/55/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, che abroga la **Direttiva 98/30/CE**;
- **Direttiva 2003/87/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio;
- **Direttiva 2004/67/CE** del Consiglio del 26 aprile 2004 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale;
- **Direttiva 2004/101/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 ottobre 2004 recante modifica della Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto;
- **Direttiva 2005/89/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture;
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della Direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- **Direttiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- **Direttiva 2009/29/CE**, del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 Aprile 2009, di aggiornamento alla Direttiva 2003/87/CE, relativa al contenimento delle emissioni di gas climalteranti;



- **Direttiva 2009/73/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE;
- **Regolamento (CE) n. 663/2009** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, modificato dal Regolamento UE del 30 dicembre 2010, che istituisce un programma per favorire la ripresa economica tramite la concessione di un sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia;
- **Direttiva 2010/31/CE** che disciplina i regolamenti relativi alle prestazioni energetiche in edilizia;
- **Direttiva 2012/27/CE** sull'efficienza energetica, per quanto concerne sia l'eco-progettazione che l'etichettatura energetica dei prodotti;
- **Regolamento (UE) n. 312/2014** della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto;
- **Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01** del 28 giugno 2014 "*Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*";
- **Regolamento (UE) 2015/1222** della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione;
- **Comunicazione (UE) n. 80/2015**, la quale definisce una serie di strategie per garantire il fabbisogno energetico dell'Unione in maniera sostenibile;
- **Comunicazione (UE) n. 82/2015**, che riporta la volontà dell'Unione Europea di aumentare la interconnessione elettrica tra i diversi stati membri;
- **Comunicazione (UE) COM 2016** del 30 novembre 2016, che definisce quale prioritaria la necessità di legiferare in merito alle molteplici proposte sulla legislazione energetica presentate nel 2015 e nel 2016;
- **Decisione del Parlamento europeo e Consiglio Ue 2017/684/Ue** "*Meccanismo per lo scambio di informazioni fra Stati membri e Paesi terzi nel settore dell'energia - Abrogazione decisione 994/2012/Ue*".

#### Normativa Nazionale

A livello nazionale il riferimento è rappresentato dal documento di programmazione e indirizzo "Strategia Energetica Nazionale (SEN)", approvato con Decreto Interministeriale del 8 marzo 2013.

A livello nazionale, la principale normativa di riferimento è rappresentata da:

- **Legge n. 613 del 21 luglio 1967** "*Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6, sulla ricerca e coltivazione degli Idrocarburi liquidi e gassosi*": riporta i principi adottati per la regolamentazione della ricerca ed estrazione degli Idrocarburi nella piattaforma continentale italiana;
- **Legge n. 9 del 9 gennaio 1991** "*Norme per l'Attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: Aspetti Istituzionali, Centrali Idroelettriche ed Elettrodotti, Idrocarburi e Geotermia, Autoproduzione e Disposizioni Fiscali*": disciplina il settore idroelettrico, idrocarburi, geotermico, l'autoproduzione di energia elettrica e la realizzazione di elettrodotti;
- **Legge n. 10 del 9 gennaio 1991** "*Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*": regola il regime finanziario e di incentivi legati al Piano Energetico Nazionale;
- **DPR n. 484 del 18 aprile 1994** "*Disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare*", stabilisce al Titolo II, Capo I, articoli da 4 a 10, le regole relative alla modalità di conferimento dei Permessi di Prospezione;
- **D.Lgs. n. 625 del 25 novembre 1996** "*Attuazione della Direttiva 94/22 CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi*": disciplina la prospezione, la ricerca, la coltivazione e lo stoccaggio di idrocarburi nell'intero territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana;
- **D.Lgs. n. 112 del 31 marzo 1998** "*Conferimento di Funzioni e Compiti Amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in Attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59*".



(Riforma Bassanini e Riforma dell'articolo 117 della Costituzione), successivamente modificato e integrato dal D.Lgs. n. 443 del 29 ottobre 1999, che in base al principio di sussidiarietà ha trasferito molte funzioni dallo Stato alle Regioni e agli Enti locali;

- **D.Lgs. n. 164 del 23 maggio 2000** "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della Legge 17 maggio 1999, n. 144". L'obiettivo di quest'ultima Direttiva è la realizzazione di un mercato concorrenziale europeo del gas naturale, attraverso la creazione di singoli mercati nazionali liberi;
- **Legge n. 443 del 21 dicembre 2001** "Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio della attività produttive" nota come "Legge Obiettivo", per quanto riguarda il settore energetico individua come strategici per il Paese lo sviluppo del settore *upstream* della ricerca e coltivazione di idrocarburi in terraferma, nel mare continentale e nella piattaforma continentale italiana;
- **Legge n. 239 del 23 agosto 2004** "Riordino del Sistema Energetico, nonché Delega al Governo delle Disposizioni Vigenti in Materia di Energia" (Legge Marzano): finalizzata alla riforma e al complessivo riordino del settore dell'energia, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dalle Regioni e dagli Enti Locali;
- **Legge n. 62 del 18 aprile 2005** "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità Europea. Legge Comunitaria 2004". L'articolo 16 (Disposizioni per l'attuazione della Direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a Norme Comuni per il Mercato Interno del Gas Naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE) prevede che, al fine di completare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, il Governo è delegato ad adottare decreti legislativi per dare attuazione alla Direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e per integrare e aggiornare conseguentemente le disposizioni vigenti concernenti tutte le componenti rilevanti del sistema del gas naturale. L'articolo 17 (Disposizioni per l'attuazione della Direttiva 2004/67/CE del Consiglio, del 26 aprile 2004, concernente "Misure volte a Garantire la Sicurezza dell'Approvvigionamento di Gas Naturale") prevede che al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, il Governo è delegato ad adottare uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla direttiva 2004/67/CE del Consiglio, del 26 aprile 2004, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale;
- **D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i.** "Norme in materia ambientale", definito Testo Unico Ambientale, costituisce il testo normativo di riferimento per la valutazione della compatibilità ambientale dei progetti;
- **D.Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008** "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del Decreto Legislativo n. 152 del 3 Aprile 2006, recante norme in materia ambientale";
- **D.Lgs. n. 128 del 29 giugno 2010** "Modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo n. 152 del 3 Aprile 2006, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della Legge 18 Giugno 2009, n. 69";
- **DM del 4 marzo 2011** "Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale": stabilisce le modalità di conferimento dei Permessi di Prospezione, di Ricerca e delle Concessioni di Coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nonché di esercizio delle attività nell'ambito degli stessi titoli minerari;
- **Decreto Legge n. 1 del 24 gennaio 2012** "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", convertito in legge con modificazioni dalla Legge n. 27 del 24 marzo 2012 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività" sulle disposizioni per favorire la crescita economica e la competitività del Paese, al fine di allinearla a quella dei maggiori partners europei e internazionali, anche attraverso l'introduzione di misure

volte alla modernizzazione ed allo sviluppo delle infrastrutture nazionali, all'implementazione della concorrenza dei mercati, nonché alla facilitazione dell'accesso dei giovani nel mondo dell'impresa;

- **Decreto Legge n. 83 del 22 giugno 2012** "*Misure urgenti per la crescita del Paese*": incrementa a 12 miglia nautiche il limite dalle linee di costa lungo tutto il perimetro costiero nazionale oltre il quale poter effettuare le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ma, allo stesso tempo, consente agli operatori in possesso di titoli concessori ottenuti precedentemente all'entrata in vigore del D.Lgs. 128/10 di poter procedere con le attività previste fermo restando la sottoposizione delle stesse a Valutazione di Impatto Ambientale;
- **DM del 9 agosto 2013**: rimodula le Zone Marine, ossia quelle aree della piattaforma continentale italiana aperte alla prospezione, alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi. Tale rimodulazione ha lo scopo di valorizzare e potenziare il settore in zone di mare dove sussistono prospettive di grande interesse petrolifero, nel rispetto dei limiti ambientali previsti dalle vigenti norme (art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006) e dei massimi livelli di sicurezza previsti dalla Direttiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo, sulla sicurezza delle operazioni in mare. Le aree complessivamente aperte alle attività risultano così ridotte di oltre il 45% (da 255 a 139 mila chilometri quadrati), spostando le nuove attività verso aree lontane dalle coste;
- **DM del 12 settembre 2013** "*Sviluppo di risorse energetiche e minerarie nazionali strategiche*".
- **Decreto Legge n. 133 del 12 settembre 2014** "*Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive*", convertito dalla Legge n. 164 del 11 novembre 2014 che agli artt. 37 e 38 definisce che i gasdotti di importazione di gas dall'estero, i terminali di rigassificazione di GNL, gli stoccaggi di gas naturale e le infrastrutture della rete nazionale di trasporto del gas naturale, incluse le operazioni preparatorie necessarie alla redazioni dei progetti e le relative opere connesse, le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale rivestono carattere di interesse strategico e costituiscono una priorità a carattere nazionale e sono di pubblica utilità;
- **Decreto Direttoriale 15 luglio 2015** "*Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli*";
- **D.Lgs. n. 145 del 18 agosto 2015** "*Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE*";
- **Legge n. 208 del 28 dicembre 2015** "*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di Stabilità 2016)*": modifica, fra l'altro, l'articolo 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, prevedendo in ordine al divieto di eseguire nuove attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi in ambito offshore, che: *«il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale.*
- **Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per la Sicurezza – UNMIG prot. 5248 del 24/02/2016** "*Disposizioni attuative relative alla nuova normativa adottata con la Legge 28 dicembre 2015 n. 238, Legge di Stabilità 2016*": declina all'ambito minerario i contenuti di carattere ambientale della Legge di Stabilità 2016;
- **D.Lgs. n.141 del 18 luglio 2016** "*Disposizioni integrative al decreto legislativo 4 Luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*";
- **DM Sviluppo economico del 16 novembre 2016** "*Modifiche urgenti alla disciplina del mercato del gas naturale - Dm 6 marzo 2013*";
- **DM del 7 dicembre 2016** "*Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezioni, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mar territoriale e nella piattaforma continentale*";

- **D.Lgs. n. 257** del 16 dicembre 2016 *"Disposizioni integrative al decreto legislativo 4 Luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE"*;
- **Decreto Legislativo n. 104** del 16 giugno 2017 *"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."*

Principali Direttive Nazionali emanate in tema di navigazione:

- **Regio Decreto n. 327** del 30 marzo 1942 *"Codice della Navigazione"*;
- **DPR n. 328** del 15 febbraio 1952 *"Approvazione del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (Navigazione marittima)"*;
- **D.Lgs. n. 182** del 24 giugno 2003 *"Attuazione della direttiva 2000/59/CE relativa agli impianti portuali di raccolta per i rifiuti prodotti dalle navi ed i residui del carico"*;
- **D.Lgs. n. 196** del 19 agosto 2005 di recepimento della Direttiva 2002/59/CE;
- **Legge n. 13** del 9 gennaio 2006 *"Disposizioni per la sicurezza della navigazione, per favorire l'uso di navi a doppio scafo e per l'ammodernamento della flotta"*;
- **DPR n. 89** del 1° febbraio 2006 *"Regolamento recante ridefinizione di uffici marittimi"*;
- **D.Lgs. n. 187** del 17 novembre 2008 *"Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 196, concernente attuazione della direttiva 2002/59/CE relativa all'istituzione di un sistema comunitario di monitoraggio e di informazione sul traffico navale"*;
- **D.Lgs. n. 18** del 16 febbraio 2011 *"Attuazione della direttiva 2009/17/CE concernente la modifica della direttiva 2002/59/CE relativa all'istituzione di un sistema comunitario di monitoraggio del traffico navale e di informazione"*;
- **D.Lgs. n. 53** del 24 marzo 2011 *"Attuazione della direttiva 2009/16/CE recante le norme internazionali per la sicurezza delle navi, la prevenzione dell'inquinamento e le condizioni di vita e di lavoro a bordo per le navi che approdano nei porti comunitari e che navigano nelle acque sotto la giurisdizione degli Stati membri"*;
- **D.Lgs. n. 104** del 14 giugno 2011 *"Attuazione della direttiva 2009/15/CE relativa alle disposizioni ed alle norme comuni per gli organismi che effettuano le ispezioni e le visite di controllo delle navi e per le pertinenti attività delle amministrazioni marittime"*;
- **D.Lgs. n. 111** del 28 giugno 2012 *"Attuazione della direttiva 2009/20/CE recante norme sull'assicurazione degli armatori per i crediti marittimi"*.

**CONSIDERATO** che riguardo alla pianificazione regionale e provinciale sono stati esaminati i seguenti documenti:

- Piano energetico regionale (PER) – Regione Abruzzo
- Piano Energetico e Ambientale della Provincia di Teramo
- Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) – Provincia di Ascoli Piceno
- Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR) – Regione Abruzzo
- Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti (PPGR) – Provincia di Teramo
- Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR) – Regione Marche
- Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti (PPGR) – Provincia di Ascoli Piceno

**Riguardo ai Beni vincolati ai sensi del Decreto Legislativo 42/2004 e s.m.i.**

**CONSIDERATO** che il Proponente ha presentato un completo elenco dei beni soggetti a vincolo e precisamente:

1. Zone archeologiche marine
2. Piano Paesaggistico Regionale (PPR) – Regione Abruzzo
3. Piano Paesistico Ambientale Regionale (PPAR) – Regione Marche

#### 4. Aree Naturali Protette

Nel tratto di costa prospiciente la piattaforma Emilio già esistente sono presenti la **Riserva Naturale della Sentina** (27 km in direzione Ovest dalla Piattaforma) e la **Riserva Naturale controllata Borsacchio** (31,5 km in direzione Ovest dalla Piattaforma).

Il Proponente segnala, sempre lungo costa, la presenza della **Riserva naturale di interesse provinciale Pineta Dannunziana**, posta all'interno del Comune di Pescara ad una distanza di 53 km in direzione Sud.

**CONSIDERATO** che riguardo alle Aree marine protette nella Regione Abruzzo è presente l'Area Marina Protetta Torre del Cerrano, istituita nel 2009, e distante 35 km in direzione Sud dalla Piattaforma Emilio. Tra le aree marine di prossima istituzione risultano presenti le **Aree Marine Costa del Piceno** (a 21 km in direzione Ovest dalla piattaforma Emilio) e **Costa del Monte Conero** (ad oltre 78 km Nord Ovest dalla piattaforma Emilio, in prossimità del Comune di Ancona).

**CONSIDERATO** che le distanze dai Siti della Rete Natura 2000 (SIC, ZPS, ZSC e IBA) sono le seguenti:

Tipologia	Codice	Nome	Distanza dalla Piattaforma
ZSC	IT5340001	Litorale di Porto d'Ascoli	26 km Ovest – Marche
SIC	IT5340002	Boschi tra Cupra Marittima e Ripatransone	33 km Ovest – Marche
SIC	IT5340022	Costa del Piceno – San Nicola a mare	30 km Ovest – Marche
SIC	IT7120215	Torre del Cerrano	35 km Sud – Abruzzo
SIC	IT7140106	Fosso delle Farfalle (sublitorale chietino)	73 km Sud – Abruzzo
ZPS	IT5340001	Litorale di Porto d'Ascoli	26 km Ovest - Marche
IBA	IBA087	Sentina	27 km Ovest - Marche
IBA	IBA222M	Medio Adriatico	11 km Nord-Ovest

**CONSIDERATO** che riguardo alle Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971) e alle Aree umide identificate dal progetto MedWet – ISPRA nel tratto di costa prospiciente l'area di progetto, a circa 27,5 km in direzione Ovest dalla piattaforma, è presente la zona umida n.8 "**Litorale di Porto d'Ascoli (La Sentina)**" mentre a 37 km in direzione Nord-Ovest dalla piattaforma è presente la zona umida n. 39 "**Foce Fiume Aso**".

**CONSIDERATO** che lungo le coste antistanti l'area oggetto di studio non sono presenti Zone di Tutela Biologica e Siti di Interesse Nazionale costieri.

**CONSIDERATO** che il Proponente ha eseguito una verifica della coerenza del progetto con gli strumenti normativi vigenti riportando le seguenti considerazioni :

Il pozzo Donata 4 DIR verrà perforato a partire dalla piattaforma Emilio la quale sorge ad una distanza dalla costa di circa 26 km (14 miglia nautiche) all'interno della Concessione di Coltivazione B.C 3.AS.

Dall'analisi della legislazione vigente, si evince che il progetto risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa analizzata, in particolare:

- Con i provvedimenti di carattere strategico in ambito energetico (Strategia Energetica Nazionale), in quanto il progetto contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero, soprattutto nel settore gas;
- Con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla riduzione dell'emissione di gas serra in atmosfera, in quanto lo sfruttamento del giacimento costituirebbe un incentivo all'utilizzo del gas naturale come fonte preferenziale di energia con conseguente riduzione delle emissioni di CO2 in accordo agli obiettivi di Kyoto;
- Con le principali disposizioni normative da applicare durante le varie fasi del progetto stesso;
- Con i vincoli di cui all'art. 6, comma 17 della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

L'area di progetto non ricade all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette ed è posta oltre le dodici miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

\*\*\*\*\*

## QUADRO PROGETTUALE

**VISTO** il progetto presentato che consiste nella realizzazione di un nuovo pozzo di coltivazione idrocarburi, che Eni S.p.a. Distretto Centro Settentrionale ha intenzione di realizzare nella Concessione mineraria B.C3.AS e che tale pozzo sarà perforato a partire da uno dei 2 slot liberi della piattaforma esistente Emilio. Pertanto e quindi non sarà realizzata alcuna nuova struttura in mare.

### CONSIDERATO che :

- il pozzo avrà una lunghezza di 3.270 metri, per una profondità massima di 1181 metri (profondità verticale). La profondità del fondo marino è di circa 80 metri;
- le attività che saranno eseguite sono suddivise in 3 distinte fasi:
  - Posizionamento (Mob) dell'impianto di perforazione al lato della piattaforma Emilio,
  - Perforazione e completamento del pozzo,
  - Allontanamento (Demob) dell'impianto di perforazione,
  - Allaccio pozzo alla produzione.
- nella documentazione esaminata viene descritta anche la fase di chiusura mineraria del pozzo che verrà attivata al termine della vita produttiva del pozzo, quando la chiusura mineraria ed il taglio e rimozione delle colonne verranno eseguite contestualmente alla dismissione della piattaforma Emilio.

### Ubicazione geografica

#### CONSIDERATO che:

- la piattaforma Emilio (Eni 100%), è ubicata nell'Off-Shore adriatico, a circa 27 km di distanza da San Benedetto del Tronto, con una profondità d'acqua di 85 m, nella concessione mineraria B.C3.AS, alle seguenti coordinate (ROMA 40 fuso Est) : Longitudine 14° 14' 38" E, Latitudine 42° 55' 59" N;
- il pozzo Donata 4 dir in progetto ha lo scopo di drenare le riserve del giacimento "Donata";
- il campo di Donata è ubicato nella parte settentrionale del bacino di Pescara, circa 3 km a NO rispetto al campo di Emilio;
- i livelli mineralizzati, obiettivo del sondaggio, sono ubicati ad una profondità compresa tra i 1050 e 1290 msl, risultano presenti indizi di mineralizzazione nella sottostante serie a strati sottili, fino a quasi 2000 msl;
- la centrale di raccolta gas di riferimento è Pineto, alla quale è allacciata la piattaforma Emilio da cui verrà perforato il pozzo Donata 4 Dir.

### Caratteristiche generali

#### CONSIDERATO che :

- la piattaforma Emilio è costituita da una struttura fissa per la produzione di gas naturale e condensati estratti nel campo di EMILIO - DONATA mediante 1 pozzo a doppio completamento;
- è collegata alla piattaforma ELEONORA mediante 2 sealine;
- è costituita da una sottostruttura (Jacket) fissata sul fondale marino e da una sovrastruttura contenente gli impianti (Deck); la sottostruttura è fissata al terreno mediante 4 pali di fondazione in acciaio a sezione circolare, infissi nel fondale marino fino ad una profondità tale da assicurare al complesso colonne-piattaforma i necessari requisiti di stabilità e sicurezza; sulla sottostruttura è installato un modulo teste pozzo ed un deck di tipo integrato a quattro piani;
- la piattaforma è di tipo non presidiata;

- sulla piattaforma sono installati impianti di tipo puramente estrattivo e di separazione, oltre ad impianti ausiliari, di controllo e sicurezza;
- non avvengono trasformazioni chimiche o interventi di sostanze estranee atte a cambiare la natura del gas estratto.

#### **Perforazione nuovo pozzo Donata 4 dir**

**CONSIDERATO** che il pozzo in progetto sarà deviato dalla verticale, in direzione nord-nord-ovest ed incontrerà la seguente serie litostratigrafica (le profondità sono verticali e riferite a livello mare):

- da fondo mare a 1075 Formazione Santerno (argille grigie siltose a volte sabbiose, con episodi cineritici - Pleistocene);
- da 1075 a TD Formazione Carassai (sabbie molto fini con intercalazioni di argille grigie – Pliocene superiore).

#### **Dati pozzo**

**CONSIDERATO** che i dati di progetto sono i seguenti:

- Portata totale gas prodotto: 400 kSm<sup>3</sup>/g;
- Portata gas prodotto singola stringa: 400 kSm<sup>3</sup>/g;
- Portata gas di progetto singola stringa: 400 kSm<sup>3</sup>/g;
- Portata massima acqua di strato: 50 m<sup>3</sup>/g;
- Pressione massima di testa pozzo (FTHP max.): 80 bar;
- Pressione minima di testa pozzo (FTHP min.): 20 bar;
- Pressione statica di testa pozzo string (STHP): 120 bar;
- Temperatura operativa a testa pozzo: 5° ÷ 20° C.

#### **Programma di perforazione**

**CONSIDERATO** che :

- il nuovo pozzo presenta un profilo direzionato rispetto alla verticale e verrà perforato, dalla piattaforma Emilio, in deviazione in direzione N-NW con un'inclinazione massima di 80° per poi rientrare a 64° in prossimità dei target;
- l'obiettivo di perforazione è previsto a 1181 m di profondità, misurata in verticale con uno scostamento massimo orizzontale dalla piattaforma di circa 2921 m;
- l'impianto che verrà utilizzato è di tipo jack up ed il Key Manhattan della ditta Shelf Drilling, mentre il pozzo sarà completato con una string con tecnologia per il controllo sabbia con installazione di idoneo filtro posto alla quota della formazione.

#### **Composizione del gas**

**PRESO ATTO** della composizione centesimale (cromatografia gas) (%Vol) :

- Azoto 0,66, Anidride Carbonica 0,03, Idrogeno solforato nn, Metano 99,28, Etano 0,03, Propano tracce;

e delle caratteristiche fisiche calcolate :

- Densità (aria=1) 0,558, Peso specifico 15°C e 760Hg 0,684 kg/m<sup>3</sup>, Potere calorifico superiore 15°C e 760 Hg 8960kcal/m<sup>3</sup>, Potere calorifico inferiore 15°C e 760 Kg 8067 lcal/m<sup>3</sup>.
- La composizione del gas considerata per il dimensionamento delle apparecchiature è stata riferita alle condizioni di saturazione a testa pozzo.

#### **Impianto di perforazione**

**CONSIDERATO** che:

- per il progetto "Donata Pozzo 4 Dir", le operazioni di perforazione del pozzo saranno effettuate per mezzo di un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit", come il "GSF Key Manhattan" della ditta Shelf Drilling, già precedentemente usato per attività nell'offshore Adriatico;
- tale impianto è costituito da una piattaforma autosollevante formata da uno scafo galleggiante (dimensioni circa di 56 x 60 m) e da tre gambe a sezione quadrangolare lunghe fino a 125 m. Al di sopra e all'interno dello scafo della piattaforma sono alloggiati le attrezzature di perforazione, i materiali utilizzati per perforare il pozzo e il modulo alloggi per il personale di bordo e altre attrezzature di supporto (gru, eliporto, ecc.);
- una volta arrivata nel sito selezionato, la Jack-up Drilling Unit si accosta ad un lato della struttura della piattaforma di coltivazione e le tre gambe vengono calate, tramite guide a cremagliera, fino ad appoggiarsi saldamente sul fondo marino; lo scafo della piattaforma viene quindi sollevato al di sopra della superficie marina al fine di evitare qualsiasi tipo di interazione con il moto ondoso o con effetti di marea;
- al termine delle operazioni di perforazione, lo scafo viene abbassato in posizione di galleggiamento, sollevando le gambe dal fondo mare e la piattaforma può essere rimorchiata presso un'altra postazione;
- l'impianto di perforazione comprende le attrezzature necessarie per la perforazione del pozzo: torre ed impianto di sollevamento, organi rotanti, circuito del fluido e apparecchiature di sicurezza, sostanzialmente simili a quelli utilizzati per perforazioni sulla terraferma;
- il sistema di sollevamento è costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune.

#### Apparecchiature di Sicurezza

**PRESO ATTO** che le apparecchiature di sicurezza fanno riferimento ai Blow Out Preventers (B.O.P.), ossia il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) in qualunque situazione e che per il progetto "Donata 4 Dir" è previsto l'utilizzo delle seguenti apparecchiature di sicurezza:

- la fase da 22" prevede l'installazione del Diverter System 29" 1/2 - 500 psi ed una valvola di contro nella batteria di perforazione;
- la fase da 16" prevede l'utilizzo di un B.O.P. Stack 21" 1/4 - 2000 psi completo di ganasce trancianti;
- le fasi da 12 1/4" e 8 1/2" prevedono l'utilizzo di un B.O.P. Stack 13 5/8" - 10000 psi completo di ganasce trancianti.

#### Fluidi di perforazione

**CONSIDERATO** che

- il programma fluidi del progetto "Donata 4 Dir" prevede la perforazione della fase da 22" con fluidi a base acquosa ("Fresh Water"), la perforazione delle fasi da 16" e 12" 1/4 con fluido LTIE80 (LTIE : che indica un fluido a base di oleosa), la perforazione della fase da 8" 1/2 con fluido DIF (DIF : fluido a base di "DrillIn-Fluids");
- durante le operazioni sul pozzo Donata 4 Dir si avranno i seguenti fluidi adattati in base alle caratteristiche dei detriti e della temperatura in pozzo:
  - Fluido FW GE PO: fluido bentonico a base acquosa con gel polimerici;
  - Fluido LTIE80: fluido a base Lamix inibente ad alta performance;
  - Fluido DIF: fluido a base acqua;
  - Fluido di completamento BRINE CaCl2: fluido a base acquosa con cloruro di calcio.

#### Monitoraggio dei parametri di perforazione

## **PRESO ATTO** che

- il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative) viene operato da due sistemi indipendenti ciascuno dei quali opera tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato; il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione, il secondo sistema è composto da una unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di perforazione su richiesta Eni con il compito di fornire l'assistenza geologica e il controllo dell'attività di perforazione;
- tutti i parametri controllati durante la perforazione, vengono anche registrati dal personale specializzato e trasmessi successivamente al distretto operativo.

## **Completamento e spurgo dei pozzi**

### **VISTO E CONSIDERATO** che:

- al termine delle operazioni di perforazione, il pozzo del progetto "Donata 4 Dir" verrà completato, spurgato ed allacciato alla produzione;
- il tipo di completamento utilizzato è quello detto "in open hole";
- il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo di una batteria di tubi di produzione composta da una serie di tubi ("tubings") di diametro opportuno a seconda delle esigenze di produzione, e di altre attrezzature che servono a rendere funzionale e sicura la messa in produzione e la gestione futura del pozzo e nel caso del progetto "Donata 4 Dir", caratterizzato dalla presenza di più livelli produttivi, verrà utilizzata una string di completamento "singola", composta da una batteria di tubings;
- lungo la stringa di completamento verrà installata una valvola di sicurezza del tipo SCSSV che opera automaticamente la chiusura della string di produzione in caso di necessità operative;
- contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "Sand Control" che ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo.

## **Cronoprogramma**

**CONSIDERATO** che l'attività di perforazione avrà una durata di 87 giorni di cui :

- Mob impianto gg 7
- Perforazione pozzo Donata 4 DIR gg 76
- Demob impianto gg 4

## **Attività di produzione del pozzo**

### **CONSIDERATO** che :

- al termine dell'attività di perforazione il pozzo sarà allacciato alla produzione. Il gas estratto sarà convogliato a terra tramite sealine alla Centrale di Pineto;
- il gas uscente dalla croce di produzione sarà inviato, a mezzo flowlines, a un separatore di produzione dove viene separata per gravità la fase liquida costituita principalmente da acqua di strato ed eventuali solidi trascinati;
- all'uscita del separatore, dopo la misura di portata, il gas è ridotto di pressione mediante valvola duse mentre la fase liquida associata al gas (acque di strato), recuperata dal fondo del separatore, è convogliata all'unità di trattamento sfiati e drenaggi dove verrà degasata e rilanciata a mezzo pompe sul sealine 3" dedicato al trasporto dei liquidi alla Centrale di Pineto, dove sarà recuperata e smaltita in impianto autorizzato;



- l'allaccio del pozzo Donata 4 non implicherà l'installazione di apparecchiature aggiuntive, bensì utilizzerà quelle esistenti, presenti sulla piattaforma Emilio.

## Geologia

### CONSIDERATO che:

- il campo di Donata è situato nell'offshore adriatico, nella concessione B.C3.AS., a 27 Km di distanza da San Benedetto del Tronto, nella zona B; la profondità del fondale marino è di circa 85 metri;
- i livelli mineralizzati si trovano ad una profondità compresa tra i 1050 e 1290 mssl, ma sono presenti indizi di mineralizzazione nella sottostante serie a strati sottili, fino a quasi 2000 mssl;
- la struttura di Donata è costituita da un anticlinale con asse principale orientato NW-SE con chiusura a NE per faglia e per pendenza sui restanti lati; si forma scollandosi sulla formazione Gessososolfifera messiniana e non interessa i sottostanti carbonati mesozoici, scaricando gli stress tettonici nella successione sabbiosa argillosa plio-pleistocenica;
- l'area è stata interessata da una fase tettonica compressiva durata fino al Pliocene superiore;
- il sollevamento di Donata ha interessato le torbiditi plioceniche, mentre non ha coinvolto in modo apprezzabile i sovrastanti sistemi deltizi pleistocenici, quanto meno alla scala delle linee sismiche: ciò suggerisce un'attività molto blanda o nulla quantomeno negli ultimi 200-300 mila anni, indicando una sostanziale inattività del fronte di Donata, con le attuali spinte appenniniche che si scaricano in buona parte nella catena affiorante o in quella sepolta onshore;
- il sondaggio Donata 4 dir, lanciato dalla piattaforma Emilio, ha lo scopo di mettere in produzione i tre livelli più superficiali del giacimento; la traiettoria, molto inclinata (circa 80°), non permette di interessare tutta la sequenza mineralizzata del giacimento, per cui si è scelto di prediligere i livelli più promettenti;
- il pozzo sarà lanciato in direzione nord-nord-ovest, fino alla profondità di 1144 m tvdss (3462 m MD), con uno scostamento orizzontale complessivo di 2920 m;
- la mineralizzazione è costituita essenzialmente da metano di origine bio-diagenetica, generatosi nelle argille facenti parte delle torbiditi che costituiscono il giacimento stesso.

### CONSIDERATO che :

- la successione terrigena comprende, a partire dal basso, i seguenti termini:
  1. FORMAZIONE DEL SANTERNO: intercalazione di emipelagiti e torbiditi a strati sottili;
  2. FORMAZIONE CARASSAI: successione torbiditica costituita da corpi prevalentemente sabbiosi di conoide sottomarina;
- la copertura è assicurata dalle argille stesse che hanno generato l'idrocarburo;
- il pozzo Donata 4 Dir sarà perforato da uno slot libero della piattaforma Emilio ed ha come obiettivo lo sviluppo dei livelli Pliocenici PL3-A-B-C appartenenti alla F.ne Carassai (Pliocene Superiore);
- il pozzo sarà perforato con direzione Nord-Nord-Ovest, con un'inclinazione massima di circa 80° da 900 m a 3.200 m che, in corrispondenza del giacimento, si ridurrà a 64°.

\*\*\*\*\*

## QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

### PRESO ATTO che :

- le attività in progetto saranno realizzate nel Mar Adriatico Centro Settentrionale, nell'offshore antistante le Regioni Marche e Abruzzo, ad una distanza di circa 27 km (14,6 miglia marine) dalla costa marchigiana San Benedetto del Tronto (AP);

- le zone di costa prossime all'area di progetto sono rappresentate dai territori comunali di San Benedetto del Tronto e Porto D'Ascoli, in provincia di Ascoli Piceno (Marche), e Martinsicuro, in provincia di Teramo (Abruzzo);
- la zona di maggior interesse dal punto di vista naturalistico/ambientale più vicina è costituita dalla ZSC/SIC IT5340001 – Litorale di Porto D'Ascoli il quale comprende, nel suo perimetro, la Riserva Naturale della Sentina e coincide con l'omonima ZPS. Si tratta del Tratto di litorale situato in località Sentina, compreso tra la foce del Fiume Tronto a sud e il centro abitato di Porto d'Ascoli. Esso è l'unico ambiente retrodunale umido/salmastro rimasto nelle Marche, costituito da un insieme di piccoli stagni salmastri e da praterie salse retrodunali, con associazioni vegetali peculiari altamente specializzate all'ambiente costiero; inoltre la zona comprende residui degli ecosistemi tipici delle coste basse e sabbiose, un tempo molto diffusi ma oggi ormai rarissimi in tutto litorale regionale, antropizzato in modo pressoché continuo.

### **Riguardo al bacino Adriatico**

#### **CONSIDERATO che.**

- il Mare Adriatico è un bacino epicontinentale che si estende per circa 750 km in direzione NO-SE (latitudine 40°- 45°N) e per circa 150 km in direzione NE-SO fra la penisola italiana e la regione dinarica – balcanica;
- l'area di progetto è sita a cavallo tra il settore Nord Adriatico e quello del Medio Adriatico;
- l'area di mare interessata dalle attività in progetto è priva di zone soggette a vincoli di tutela biologica, naturalistica e/o archeologica, inoltre tale area non ricade in alcuna Area Naturale Protetta (L. 979/82 e L. 394/91), né in Parchi Nazionali (L. 349/91) annoverati nell'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP), né nella relativa fascia di 12 miglia generata dalle stesse eventualmente presenti sulla costa;
- l'area non ricade in Aree Marine di Reperimento, né in Aree Marine Protette di prossima istituzione, e non rientra in alcuna zona di protezione relativa a Zone Marine di Tutela Biologica (L. 963/65 e s.m.i.) e Zone Marine di Ripopolamento (ex L. 41/82 e s.m.i.), né risulta sottoposta a misure di salvaguardia (L. 394/91 e s.m.i.);
- infine l'area considerata non rientra all'interno di siti IBA.

**PRESO ATTO** che comunque in corrispondenza della costa marchigiana e abruzzese prospiciente l'area di progetto e nel tratto marino limitrofo, sono presenti alcune aree di particolare rilevanza ambientale di seguito elencate:

- La Riserva Naturale della Sentina (EUAP 0893):

è una area naturale protetta di circa 178 ettari di estensione, situata alla foce del Fiume Tronto nell'abito del territorio del Comune di San Benedetto del Tronto, istituita con Delibera Regionale n. 156 del 14 dicembre 2004; la componente faunistica di maggior interesse è l'avifauna, la cui necessità di salvaguardia ha portato alla classificazione della riserva come Important Bird Area (IBA), Zona di Protezione Speciale (ZPS) e Sito di Interesse Comunitario (SIC);

- La Riserva Naturale controllata Borsacchio (EUAP1202):

istituita con LR. n. 6 dell'8 febbraio 2005, si estende per un'area di 1.100 ha, tra il fiume Tordino ed il fiume Vomano, lungo il litorale di Roseto degli Abruzzi con uno sviluppo lineare di circa dieci chilometri;

- Area Marina Protetta Torre del Cerrano (Regione Abruzzo) :

distante 35 km in direzione Sud dalla Piattaforma Emilio è situata fra i Comuni di Silvi e Pineto, in provincia di Teramo, e comprende una fascia costiera di circa 7 km, tra la foce del torrente Calvano a Pineto e Piazza dei Pini a Silvi; lo specchio d'acqua dell'Area presenta due tipologie ambientali ben distinte e in stretta relazione tra esse: i tipici fondali sabbiosi adriatici, che caratterizzano la porzione più estesa dell'area, e alcune parti di scogliere di fondo, determinate sia dai massi semisommersi dell'antico porto di Atri che dalle strutture sommerse dell'oasi di protezione marina provinciale, oltre che da alcuni affioramenti di formazioni geologiche conglomeratiche. L'Area è stata riconosciuta da parte dell'Unione Europea come uno dei Siti di Interesse Comunitario (SIC), parte della Rete Natura 2000.

#### Riguardo al Clima acustico

**CONSIDERATO** che le attività in progetto saranno svolte in mare, ad una distanza di circa 27 km (14,6 miglia marine) dalla costa marchigiana (San Benedetto del Tronto), quindi in assenza di recettori antropici, l'analisi della componente rumore è stata sviluppata nello SIA col solo riferimento alla diffusione di emissioni sonore in ambiente marino.

\*\*\*\*\*

#### STIMA DEGLI IMPATTI

**PRESO ATTO** che nello SIA sono stati analizzati i potenziali impatti sulle diverse componenti ambientali relative alle fasi progettuali previste per la realizzazione del progetto "Donata 4 DIR", nonché i potenziali impatti previsti in fase di chiusura mineraria del pozzo Donata 4 DIR, prevista al termine della vita produttiva del pozzo.

**PRESO ATTO e VALUTATO** che la piattaforma Emilio è esistente e le attività di produzione sono già in corso e autorizzate con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000; pertanto, l'allaccio alla produzione del pozzo Donata 4 Dir non implicherà l'installazione di apparecchiature aggiuntive in quanto saranno utilizzate quelle esistenti presenti sulla piattaforma Emilio, il gas estratto sarà convogliato tramite sealine esistente alla Centrale di Pineto, e che pertanto lo scenario emissivo attuale non muterà in maniera apprezzabile e che i relativi impatti saranno del tutto trascurabili rispetto a quanto già valutato nell'ambito dell'iter VIA relativo alla piattaforma Emilio e autorizzato con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000.

**VISTI E CONSIDERATI** i fattori di perturbazione connessi alle azioni di progetto che risultano essere:

- emissioni in atmosfera;
- scarichi in mare (scarichi reflui civili);
- generazione di rifiuti;
- fattori fisici di disturbo per la componente biotica (emissioni sonore e illuminazione notturna);
- interazione con fondale;
- rilascio di metalli;
- effetti di geodinamica;
- presenza fisica mezzi navali di trasporto e supporto;
- presenza fisica strutture in mare.

**VISTE E CONSIDERATE** le valutazioni effettuate riguardanti i sopra indicati fattori che di seguito sono sinteticamente riassunte:

#### Atmosfera

Le simulazioni effettuate non hanno mostrato criticità né relativamente alle emissioni dell'impianto di perforazione né rispetto al possibile effetto cumulo con la situazione preesistente di qualità dell'aria; inoltre, in relazione all'andamento meteorologico dell'anno 2016, utilizzato come base per le simulazioni, la stima delle ricadute delle emissioni dovute all'impianto di perforazione non comporta modifiche apprezzabili degli Standard di Qualità dell'Aria (SQA) fissati dalla normativa nazionale D.Lgs. 155/2010 per tutti gli inquinanti considerati (NO<sub>x</sub>/NO<sub>2</sub>, CO, Polveri/PM<sub>10</sub> e SO<sub>2</sub>) sull'intero il dominio di calcolo.

Riguardo alle ricadute previste in corrispondenza dei siti Natura 2000 presenti nell'area di studio, le concentrazioni simulate risultano, per tutte le aree protette e i siti Rete Natura 2000 considerati, ampiamente inferiori agli Standard di Qualità. Nello specifico, i valori simulati di NO<sub>x</sub> risultano inferiori di almeno tre ordini di grandezza per tutte le aree, ad eccezione che per l'IBA Marino 222M "Medio Adriatico", più vicino alla piattaforma Emilio, in cui le massime ricadute simulate risultano comunque inferiori a 0,2 µg/m<sup>3</sup>. Per quanto riguarda le concentrazioni simulate di SO<sub>x</sub>, esse risultano prossime a valori nulli in tutto il dominio di calcolo. Di conseguenza è possibile escludere effetti causati dalle nuove sorgenti emissive sulla vegetazione e sugli ecosistemi presenti in corrispondenza dei siti Rete Natura 2000 e delle Aree Naturali Protette, presenti sia sulla costa che a mare.

### **Ambiente idrico**

I principali fattori di perturbazione generati dalle attività in progetto che possono avere un'influenza diretta o indiretta con l'Ambiente idrico, sono:

- scarichi in mare;
- emissioni in atmosfera (ricadute);
- interazioni con fondale;
- rilascio di metalli.

Per gli scarichi in mare il Proponente evidenzia che il ridotto numero di mezzi impiegati e la permanenza dei mezzi navali sarà distribuita su di un areale esteso (con conseguente effetto di attenuazione degli effetti a seguito della diluizione) l'impatto sulla componente Ambiente Idrico connesso agli scarichi civili dei mezzi navali può essere considerato trascurabile in quanto di lieve entità, di breve durata, a bassa frequenza di accadimento e bassa probabilità di generare un impatto, lievemente esteso al sito di intervento caratterizzato da un ambiente naturale, con impatti secondari trascurabili, reversibile al termine delle attività, mitigato dagli accorgimenti progettuali adottati (sistemi di trattamento prima dello scarico) e dalla naturale diluizione in mare aperto.

In fase di produzione, dopo la realizzazione del pozzo Donata 4 Dir lo scenario emissivo valutato nell'ambito dell'iter VIA relativo alla piattaforma Emilio e autorizzato con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000 non varierà in maniera apprezzabile. La piattaforma non sarà presidiata e sono previsti solo degli interventi di manutenzione periodica degli impianti.

Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti, il Proponente precisa che tutti i vari tipi di rifiuti (solidi o liquidi) prodotti, verranno raccolti a bordo nave/impianto e trasportati a terra dalle navi di supporto in modo da essere opportunamente recuperati/smaltiti presso specifici impianti di recupero/trattamento autorizzati, in conformità alle vigenti disposizioni di legge.

Un potenziale impatto sulle caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua potrebbe essere determinato indirettamente dalle ricadute in mare dei composti presenti nelle emissioni in atmosfera generate dai mezzi navali di trasporto e supporto alle operazioni e dagli impianti utilizzati nelle fasi di perforazione e produzione. Come evidenziato dal Proponente, visto il numero esiguo di mezzi impiegati e l'effetto di diluizione dei composti, è possibile considerare trascurabile anche l'impatto indiretto delle ricadute delle emissioni in atmosfera sull'ambiente idrico.

### **Interazioni con fondale**

Un potenziale impatto sulle caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua potrebbe essere determinato indirettamente dall'interazione tra l'impianto di perforazione e il fondale marino. Invece, considerando che la piattaforma Emilio è già esistente e presente in posto da diversi anni, non si prevedono variazioni rispetto a quanto già valutato nell'ambito dell'iter VIA relativo alla piattaforma Emilio e autorizzato con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000 in seguito alla realizzazione del pozzo Donata 4 Dir.

In particolare:

- durante le fasi di mob/demob impianto di perforazione, per effetto del trascinamento, dell'installazione e della rimozione dell'impianto di perforazione e dell'ancoraggio dei mezzi navali nei pressi del sito di progetto, si potrà determinare lo spostamento di sedimenti e la loro mobilitazione temporanea nella colonna d'acqua, con incremento di torbidità e conseguente diminuzione della trasparenza dell'acqua. Tale effetto sarà comunque di durata limitata e sarà circoscritto ad una zona di poche decine di metri quadrati in prossimità del fondo marino nel quale si svolgeranno le operazioni. Pertanto, l'impatto indiretto determinato da tali fasi progettuali sulla componente Ambiente idrico si può ritenere trascurabile in quanto di lieve entità e breve durata, caratterizzato da una bassa frequenza di accadimento e probabilità di generare impatti, localizzato nel solo sito di intervento caratterizzato da un ambiente naturale, totalmente reversibile al termine delle attività e mitigato dalle scelte operative adottate (assenza di scavi sul fondo).
- durante la fase di perforazione, la presenza fisica delle gambe dell'impianto di perforazione (Jack-up) potrà determinare una possibile perturbazione locale del regime ondoso e di quello correntometrico dell'area; tuttavia, l'impatto indiretto determinato da tale fase progettuale sulla componente Ambiente idrico si può ritenere trascurabile in virtù della complessità del regime correntometrico dell'Adriatico, della limitata porzione di mare interessata dalla presenza fisica delle strutture e della durata delle attività di perforazione (medio termine) e di produzione (medio-lungo termine).
- per quanto riguarda la fase di produzione, si ricorda che la piattaforma Emilio è già esistente e presente in posto da diversi anni e, pertanto, anche se la realizzazione del pozzo Donata 4 DIR consentirà il prolungamento della vita produttiva per ulteriori 6 anni di esercizio (2019-2024), non si prevedono variazioni rispetto a quanto già valutato nell'ambito dell'iter VIA relativo alla piattaforma Emilio e autorizzato con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000 e non saranno presenti ulteriori impatti derivanti dal progetto.

#### *Rilascio di metalli e sostanze oleose*

Un potenziale impatto sulle caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua potrebbe essere determinato dal rilascio di ioni metallici nella colonna d'acqua dovuto agli scarichi dei mezzi navali impiegati e al sistema di protezione catodica delle strutture. Tuttavia, considerato il limitato numero di mezzi, la durata delle attività (di medio termine per la fase di perforazione e di breve termine per le altre fasi), i minimi quantitativi rilasciati dalla combustione dei carburanti e l'effetto di diluizione dei composti in mare aperto, si ritiene che tale impatto sia trascurabile. Si precisa, inoltre, che tutti i mezzi navali di supporto alle attività hanno tenute meccaniche che impediscono qualsiasi fuoriuscita di acque di sentina.

Infine, per quando riguarda il rischio di rilasci e perdite di sostanze pericolose a mare, si ricorda che durante tutte le fasi operative del progetto in esame verranno adottate una serie di misure di mitigazione preventive in accordo a specifiche tecniche stabilite da ENI che il giacimento Donata è costituito da idrocarburi gassosi. In ogni caso, è stato implementato un modello di simulazione di trasporto e dispersione in mare di inquinante in caso di oil spill legato ad un eventuale incidente (perdita di gasolio dovuto ad evento incidentale durante la fase di rifornimento dell'impianto di perforazione).

#### *Effetti di geodinamica*

Durante la fase di produzione, a seguito delle operazioni di estrazione di gas dai giacimenti, si potrebbero verificare fenomeni di subsidenza locale del fondale marino. Allo scopo di valutare quantitativamente l'entità di tali effetti, Eni ha prodotto uno studio geo-meccanico previsionale (modello elasto-plastico di subsidenza) a cui si rimanda per maggiori dettagli (Appendice I allo Studio).

#### **Clima acustico**

**CONSIDERATO** che riguardo alle emissioni sonore trasmesse in aria, in quanto le attività in progetto si svolgeranno ad elevate distanze dalla costa (a circa 14,6 miglia marine) è possibile escludere che ci siano disturbi nei confronti della popolazione residente nelle aree costiere, mentre gli unici recettori

potenzialmente coinvolti saranno gli operatori che lavorano a bordo degli impianti, la cui tutela e protezione è gestita tramite l'applicazione delle norme per la sicurezza sull'ambiente di lavoro. Per quanto concerne le emissioni sonore trasmesse in acqua, il recettore primario sarà la fauna marina presente nelle vicinanze degli impianti.

#### *Fase di mob/demob dell'impianto di perforazione*

Le operazioni di perforazione del pozzo saranno effettuate per mezzo di un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit", come il "GSF Key Manhattan" della ditta Shelf Drilling, in attività presso l'offshore Adriatico. Durante questa fase, le emissioni sonore sono quelle generate dal traffico di mezzi navali a supporto delle operazioni; in particolare, l'impianto di perforazione viene trasferito in posizione di galleggiamento sul luogo dove è prevista la perforazione del pozzo. Una volta arrivata nel sito selezionato, la Jack-up Drilling Unit si accosta ad un lato della struttura della piattaforma di coltivazione e le tre gambe vengono calate, fino ad appoggiarsi semplicemente sul fondo marino senza quindi produrre alcun disturbo acustico rilevante.

L'impatto determinato sulla componente Clima acustico marino da queste fasi progettuali può essere ritenuto basso, in quanto di lieve entità, bassa frequenza di accadimento, totalmente reversibile, breve termine, lievemente esteso in un intorno del sito di intervento (area di studio), incidente su ambiente naturale/aree scarsamente popolate, medio-bassa probabilità di generare un impatto, con effetti secondari trascurabile.

#### *Perforazione del nuovo pozzo "Donata 4 DIR" e fase di produzione*

L'impatto durante la presente fase può essere considerato basso, in quanto di media entità (nelle immediate vicinanze dell'impianto), alta frequenza di accadimento, totalmente reversibile al termine delle attività, medio termine, lievemente esteso in un intorno del sito di intervento caratterizzato da un ambiente naturale (il rumore in acqua può viaggiare fino ad elevate distanze, per tale motivo, l'ampiezza di 2,7 miglia della zona di influenza può essere ritenuta accettabile), medio-bassa probabilità di generare un impatto, con effetti secondari trascurabili e mitigato.

L'impatto durante la fase di produzione può essere considerato trascurabile in quanto di lieve entità, con una media-bassa frequenza di accadimento, totalmente reversibile, a medio-lungo termine, localizzato al solo sito di intervento caratterizzato da un ambiente naturale, con una bassa probabilità di generare un impatto, con effetti secondari trascurabili, mitigabile.

#### *Operazione di chiusura mineraria del pozzo*

L'impatto in questa fase può essere considerato basso, in quanto di media entità, alta frequenza di accadimento, totalmente reversibile al termine delle attività, medio termine, lievemente esteso in un intorno del sito di intervento caratterizzato da un ambiente naturale, medio-bassa probabilità di generare un impatto, con effetti secondari trascurabili e mitigato.

Riguardo alle emissioni sonore in atmosfera, sono quelle generate dal traffico di mezzi navali a supporto delle operazioni. Pertanto, considerando la tipologia delle attività in progetto e, soprattutto, l'assenza di potenziali ricettori sensibili in quanto le attività saranno realizzate in mare aperto (a circa 14,6 miglia marine dalla costa non si determinerà un incremento significativo del clima acustico ambientale. L'impatto determinato su tale componente si può quindi ritenere trascurabile in quanto di lieve entità, bassa frequenza di accadimento in fase di mob/demob dell'impianto di perforazione e con medio-bassa frequenza di accadimento in fase di produzione, totalmente reversibile al termine delle attività, breve termine in fase di mob/demob dell'impianto di perforazione e medio-lungo termine in fase di produzione, lievemente esteso ad un intorno del sito di intervento che non presenta aree critiche (non ci sono recettori umani sensibili), e con bassa probabilità di generare un impatto (in considerazione della distanza dalla costa e quindi da eventuali ricettori sensibili), con impatti secondari trascurabili (su specie marine), e mitigato dalle scelte progettuali (manutenzione dei mezzi).

#### **Flora, fauna, ecosistemi**

**CONSIDERATO** che la componente "Vegetazione" non è stata trattata in dettaglio in quanto ritenuta non rilevante in considerazione delle caratteristiche dell'area di intervento. La profondità dei fondali in cui saranno realizzate le attività (circa 85 m) è infatti superiore a quella massima dell'habitat caratteristico della Posidonia Oceanica (che arriva tipicamente ai 30 metri e solo in caso di acque molto limpide fino ai 40 metri).

Sono invece stati analizzati i possibili impatti che i fattori di perturbazione, legati dalle diverse azioni di progetto, possono generare sulle seguenti specie caratteristiche dell'ambiente marino:

- specie planctoniche (fito e zooplancton);
- specie pelagiche;
- specie bentoniche;
- mammiferi marini;
- avifauna

I principali fattori di perturbazione generati dalle attività in progetto che possono avere una influenza diretta o indiretta con la flora, la fauna e gli ecosistemi marini, sono:

- fattori fisici di disturbo: generazione di rumore, illuminazione notturna, interazione con il fondale marino, presenza fisica delle strutture in mare;
- scarichi;
- rilascio di metalli.

**CONSIDERATO** che un potenziale impatto sulle specie pelagiche e sui mammiferi marini potrebbe essere determinato dal rumore prodotto durante le attività di perforazione/chiusura mineraria, che determinano un incremento del rumore a bassa frequenza rispetto al tipico rumore di fondo del sito. Invece, le altre attività connesse alla fase di mob/demob dell'impianto di perforazione determinano un impatto meno rilevante sia dal punto di vista dell'intensità dell'emissione che della durata della perturbazione.

**VALUTATO** improbabile che il progetto di perforazione del pozzo Donata possa produrre delle interferenze sui mammiferi marini in quanto i monitoraggi effettuati hanno mostrato che tali specie, quando presenti, si tengono a distanza dalle zone interessate da attività antropiche, si può ragionevolmente stimare che l'impatto sonoro generato durante la fase di perforazione/chiusura mineraria sui mammiferi marini e sulle specie pelagiche sia valutabile come basso, in quanto di media entità e medio termine, con alta frequenza di accadimento (la perforazione e quindi l'emissione sonora avverrà in continuo nelle 24 h giornaliere) e medio-alta probabilità di generare un impatto, lievemente esteso ad un intorno del sito di intervento caratterizzato da ambiente naturale, totalmente reversibile al termine delle attività, con effetti secondari trascurabili (allontanamento temporaneo delle specie e quindi riduzione dei fondi pescabili), compensato durante la fase di produzione, quando la presenza stessa delle strutture determinerà un effetto di richiamo per le specie temporaneamente allontanate, e mitigato in quanto i nuovi impianti di perforazione sono progettati con sistemi finalizzati alla massima riduzione del rumore.

**PRESO ATTO** della possibilità che, occasionalmente, gli uccelli che scelgono quest'area per gli spostamenti o spinti verso il mare da cattive condizioni climatiche, possano essere disturbati dal rumore prodotto dalle attività di perforazione e deviare la loro rotta, la zona rumorosa sarà circoscritta all'area delle operazioni attenuandosi rapidamente con la distanza da essa. Inoltre, considerando l'esteso areale in cui si svolgono le rotte migratorie, non potranno determinarsi degli imbuti preferenziali agli uccelli che devierebbero il loro percorso, pertanto, l'impatto acustico determinato dal funzionamento dell'impianto di perforazione sull'avifauna è valutabile come basso in quanto di media entità (nelle immediate vicinanze dell'impianto) e medio termine, con alta frequenza di accadimento (la perforazione e quindi l'emissione sonora avverrà in continuo nelle 24 h giornaliere) e bassa probabilità di generare un impatto, lievemente esteso ad un intorno del sito di intervento caratterizzato da ambiente naturale, totalmente reversibile al termine delle attività, con assenza di impatti secondari e mitigato dai sistemi di insonorizzazione presenti sull'impianto di perforazione.

A

39

Durante la fase di produzione non si generano emissioni sonore apprezzabili rispetto a quelle delle fasi precedenti.

### **Illuminazione notturna**

**CONSIDERATO** che un potenziale impatto sulle specie planctoniche, pelagiche, mammiferi marini ed avifauna potrebbe essere determinato indirettamente dall'aumento dell'illuminazione notturna dato che tutte le attività in progetto (mob/demob dell'impianto di perforazione, perforazione/chiusura mineraria e vita produttiva) si svolgeranno con continuità nell'arco delle 24 ore. Per tale motivo l'irraggiamento luminoso potrà arrecare un disturbo alla flora e alla fauna marina presenti nell'intorno dell'area di progetto, soprattutto nella parte più superficiale della colonna d'acqua.

**CONSIDERATO** che :

- durante le fasi di mob/demob dell'impianto di perforazione, l'illuminazione artificiale sarà dovuta alla presenza dei mezzi navali nell'area di progetto e all'illuminazione delle strutture stesse; tenendo conto della durata limitata di tali fasi, del ridotto numero di mezzi navali impiegati, del contesto ambientale nel quale si svolgeranno le attività (mare aperto con presenza di altre strutture produttive e presenza di mezzi navali), il potenziale impatto indotto sulle specie planctoniche, pelagiche, sui mammiferi marini e sull'avifauna può essere considerato trascurabile in quanto di lieve entità e breve termine, di medio alta frequenza di accadimento e bassa probabilità di generare un impatto, localizzato al solo sito di intervento caratterizzato da un ambiente naturale, totalmente reversibile al termine delle attività, opportunamente mitigato dalle scelte progettuali (illuminazione diretta all'interno dell'area di progetto), con impatti secondari trascurabili. Invece, l'impatto sulle specie bentoniche, considerato che il fondale marino si trova ad una profondità di circa 85 m, può essere considerato nullo;
- la fase di perforazione/chiusura mineraria richiede una maggiore luminosità rispetto alle altre fasi. tuttavia la zona illuminata avrà comunque un'estensione limitata e sarà circoscritta all'area della piattaforma, diretta verso l'interno e non verso l'esterno; tuttavia per la temporaneità delle attività (76 giorni perforazione e 25 giorni chiusura mineraria) non si ritiene significativo l'effetto di un eventuale decremento della produzione biologica del plancton così come l'eventuale allontanamento o attrazione di alcune specie ittiche sarà temporaneo e comunque reversibile al termine della perforazione. Pertanto, il potenziale impatto sulle specie planctoniche, pelagiche, sui mammiferi marini e sull'avifauna può essere considerato basso in quanto di bassa entità e medio termine;
- durante la fase di produzione non si modificherà l'attuale situazione, i sistemi di illuminazione saranno ridotti in quanto dimensionati unicamente per il controllo impianti, oltre che per motivi di sicurezza legati alle normative sulla navigazione aerea e marittima, e saranno diretti all'interno della piattaforma e non verso l'esterno. Gli effetti dell'illuminazione sulle specie ittiche saranno comunque reversibili al termine della produzione. Pertanto, il potenziale impatto sulle specie planctoniche, pelagiche, sui mammiferi marini e sull'avifauna può essere considerato basso in quanto di lieve entità e medio-lungo termine.

### **Interazioni con fondale**

**CONSIDERATO** che un potenziale impatto sulle specie bentoniche, planctoniche e pelagiche potrebbe essere determinato indirettamente dall'interazione delle strutture (piattaforma e impianto di perforazione) con il fondale marino. In particolare:

- durante le fasi di mob/demob dell'impianto di perforazione per effetto del trascinamento e installazione/rimozione delle strutture e dell'ancoraggio dei mezzi navali nei pressi del sito di progetto durante le operazioni, si potrà determinare una sottrazione di habitat per le specie bentoniche; tuttavia tale impatto generato sulle specie bentoniche e planctoniche si può ritenere trascurabile in quanto di lieve entità e breve termine, bassa frequenza di accadimento e medio-alta probabilità di generare un impatto, totalmente reversibile, lievemente esteso;



- durante le fasi di perforazione/chiusura mineraria, la presenza delle gambe dell'impianto di perforazione potrà indurre una variazione localizzata nel campo di corrente, provocando indirettamente un'influenza sul processo sedimentario in piccole aree nelle immediate vicinanze dei pali infissi sul fondo; tuttavia considerata la superficie minima interessata da tale processo e la profondità del fondale (85 m), l'effetto sulle specie bentoniche si può considerare nullo. Quanto alle specie planctoniche, tale impatto (effetti sulla capacità di compiere la fotosintesi) si può ritenere basso in quanto di lieve entità e media durata.
- durante la fase di produzione, la permanenza in mare delle strutture per un lungo periodo può determinare condizioni favorevoli alla formazione di un nuovo habitat per le specie bentoniche, generando quindi un impatto positivo anche per le altre specie (pelagiche e planctoniche) che si nutrono del benthos, pertanto, considerando che la piattaforma Emilio è già esistente e presente in posto da diversi anni, risulta già presente un impatto legato a questo fattore di perturbazione, che è valutabile come medio positivo.

### **Paesaggio**

**CONSIDERATO** che i principali fattori di perturbazione generati dalle attività in progetto che possono produrre delle alterazioni sulla componente Paesaggio sono:

- utilizzo dei mezzi navali nella zona marina di interesse;
- presenza fisica degli impianti e delle strutture;
- illuminazione notturna dei mezzi e delle strutture.

**CONSIDERATO** che un potenziale impatto sulla componente Paesaggio potrebbe essere determinato dall'utilizzo dei mezzi navali nella zona marina di interesse durante le varie fasi di progetto, in particolare:

- durante le fasi di mob/demob dell'impianto di perforazione, ai porti di Ravenna e Ortona conducono al sito di progetto; si ritiene che l'impatto paesaggistico determinato dalla presenza in mare dei mezzi navali nell'area sia trascurabile in quanto di lieve entità e breve durata, bassa frequenza di accadimento e bassa probabilità di determinare impatti;
- durante le fasi di perforazione/chiusura mineraria e di produzione è prevista la presenza di un numero talmente esiguo di mezzi navali per le attività di supporto (trasporto di componenti impiantistiche, approvvigionamento di materie prime, smaltimento di rifiuti, trasporto di personale, attività di controllo) e per gli interventi di manutenzione, tale da poter ritenere nullo l'impatto sul paesaggio determinato dalla presenza in mare dei mezzi navali e dalla loro illuminazione notturna.
- per quanto riguarda la fase di produzione, dato che la piattaforma Emilio è già esistente e presente in posto da diversi anni, e che la realizzazione del pozzo Donata 4 DIR consentirà il prolungamento della vita produttiva per ulteriori 6 anni di esercizio (2019-2024 stimata) senza necessità di modificare la struttura della piattaforma, non si prevedono variazioni apprezzabili rispetto a quanto già valutato nell'ambito dell'iter VIA relativo alla piattaforma Emilio e autorizzato con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000;
- il principale fattore di perturbazione sul paesaggio è rappresentato dalla presenza fisica in mare dell'impianto di perforazione (fase di perforazione/chiusura mineraria) a causa delle dimensioni del Jack-up; pertanto, al fine di stimare il grado di perturbazione generato dalle opere in progetto sul paesaggio marino godibile dalla zona costiera, è stata eseguita una valutazione della visibilità per valutare l'effetto della presenza in mare dell'impianto di perforazione. L'applicazione dei criteri utilizzati per la stima delle interferenze indotte dall'intervento, esposti nella documentazione esaminata, ha evidenziato l'assenza di particolari criticità sulla componente Paesaggio derivanti dalle attività in progetto.

### **Aspetti socio economici**

**PRESO ATTO** che è stata effettuata una valutazione degli impatti sugli aspetti socio – economici da cui si conclude che l’impatto sulle attività di pesca è valutabile come trascurabile in quanto, di lieve entità, a medio termine in fase di perforazione/chiusura mineraria e breve termine durante la fase di mob/demob dell’impianto, bassa frequenza di accadimento e medio-bassa probabilità di determinare un impatto, con effetti secondari trascurabili, lievemente esteso ad un intorno del sito di intervento caratterizzato dall’assenza di aree critiche, con impatti secondari trascurabili, totalmente reversibile al termine delle attività, compensato in fase di produzione quando potranno insediarsi nuovi e più diversificati habitat e mitigato dalla scelta progettuale di ubicare il progetto in prossimità di aree minerarie già esistenti.

#### **Impatto sulla componente salute pubblica**

**CONSIDERATO** che sebbene la natura stessa del progetto e la localizzazione in mare aperto degli interventi previsti rendono improbabile qualsiasi tipo di relazione ed interferenza con eventuali recettori sensibili presenti sulla costa, è stata redatta una breve disamina in merito agli eventuali effetti degli interventi sulle condizioni sanitarie della popolazione residente lungo la costa. Da questo è risultato che il modello di diffusione inquinanti in atmosfera generati dal funzionamento dell’impianto di perforazione, anche considerando i valori ante-operam registrati dalle centraline delle qualità dell’aria dei territori costieri prospicienti l’area di progetto, non ha evidenziato alcun contributo apprezzabile da parte delle sorgenti emissive alla qualità dell’aria sulla costa e le concentrazioni sono risultate sempre significativamente inferiori ai limiti normativi (D.Lgs. 155/2010 e s.m.i.).

**PRESO ATTO** che sulla base delle analisi eseguite, si possono escludere impatti sulla salute pubblica della zona costiera legata a questo fattore di perturbazione.

#### **Analisi scenari incidentali**

**PRESO ATTO** che l’Allegato VII “Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all’articolo 22” del D.Lgs 152/06 “(così come modificato dal D.Lgs. 104/17) al comma 9 prevede che lo SIA debba prevedere *“Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione. A tale fine potranno essere utilizzate le informazioni pertinenti disponibili, ottenute sulla base di valutazioni del rischio effettuate in conformità della legislazione dell’Unione (a titolo e non esaustivo la direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio o la direttiva 2009/71/Euratom del Consiglio), ovvero di valutazioni pertinenti effettuate in conformità della legislazione nazionale, a condizione che siano soddisfatte le prescrizioni del presente decreto. Ove opportuno, tale descrizione dovrebbe comprendere le misure previste per evitare o mitigare gli impatti ambientali significativi e negativi di tali eventi, nonché dettagli riguardanti la preparazione a tali emergenze e la risposta proposta”*, al fine di adempiere a tale disposizione normativa, il Proponente ha riportato l’analisi degli scenari incidentali con potenziali impatti sull’ambiente condotta in accordo con il D.Lgs 145/2015 “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”, tratta da documenti forniti da Eni elaborati per analoghe attività.

#### **CONSIDERATO** che:

- lo scenario identificato come rappresentativo per l’analisi ambientale è il cedimento strutturale parziale del jack-up con conseguente cedimento strutturale parziale della piattaforma e sversamento in mare di gasolio dai serbatoi di stoccaggio (serbatoio di stoccaggio di gasolio di piattaforma e serbatoio di stoccaggio del gruppo elettrogeno di emergenza del jack-up4). La frequenza associata a tale scenario è stata ottenuta mediante l’analisi del Bow Tie relativo al cedimento strutturale del jack-up ed è pari a  $1.18E-7$  ev/anno;
- nel caso specifico, lo scenario preso in considerazione può essere considerato come ESTREMAMENTE IMPROBABILE, tuttavia tale scenario è stato analizzato, in accordo con il D.Lgs 145/15, al fine di redigere in maniera più esaustiva lo Studio di Impatto Ambientale previsto dal D.Lgs 152/06, modificato dal D.Lgs. 104/17;

- lo scenario incidentale di cedimento strutturale, che sulla base di quanto richiesto dal DLgs 145/2015, può essere causato da due tipi di eventi molto diversi:
  1. Progettazione inadeguata/Impatti esterni.
  2. Incendio/Esplosione generati da rilasci di idrocarburo, in diverse sezioni dell'impianto, in grado di dar luogo ad escalation.
- nel primo caso per progettazione inadeguata ci si riferisce a cedimento fondamento, difetti strutturali o errori di design, mentre per impatti esterni si intende condizioni meteo-marine estreme, corrosione marina, terremoti, sforzi, impatti con mezzi navali, elicotteri e/o carichi movimentati. Mentre in molti casi grazie al monitoraggio continuo è possibile accorgersi in anticipo di eventuali futuri problemi e pertanto agire tempestivamente, anche pre-allertando se necessario il personale che si occupa di emergenze ambientali, in altri casi (ad esempio in caso di terremoto), gli eventi scatenanti per loro intrinseca natura sono difficilmente prevedibili;
- nel caso in cui il cedimento strutturale parziale sia causato da incendio o esplosione, invece, i tempi di attivazione delle squadre anti-inquinamento possono essere notevolmente ridotti grazie al preallertamento; infatti, il cedimento strutturale e conseguente spill a mare rappresentano l'ultimo step di una escalation di eventi, ognuno dei quali viene gestito con una serie di azioni volte a ridurre il danno ed evitare l'evoluzione successive.

**CONSIDERATO** che:

- le cause scatenanti di un incendio/esplosione possono essere ricondotte fondamentalmente ai seguenti eventi: rilascio da linea/riser, rilascio da testa pozzo, oppure rilascio da sezioni diverse di impianto (separatore, fuel gas, etc); un eventuale rilascio di gas in piattaforma, rilevato dai sistemi di monitoraggio e rilevazione, porta all'attivazione immediata della squadra di emergenza in sito e ad un pre-allertamento dei mezzi navali ed elicottero;
- nel caso in cui, nonostante le azioni mitigative messe in atto, il rilascio si inneschi generando incendio e/o esplosione, si provvede al blocco di emergenza della piattaforma, all'allertamento dei mezzi anti- inquinamento e all'evacuazione del personale;
- qualora l'incidente evolva in un cedimento strutturale parziale del piano che ospita il serbatoio di stoccaggio di gasolio con conseguente spill a mare, i mezzi anti-inquinamento (già pronti alla base operativa grazie al pre-allertamento precedente) sono in grado di raggiungere il sito in breve tempo; verrebbero inoltre tempestivamente movimentate anche le dotazioni disponibili per il jack-up e sulla nave d'appoggio.

**CONSIDERATO** che nello scenario ambientale di sversamento in mare di 9.7 mc (=5.9+3.8 mc) di gasolio anche se tale evento è estremamente improbabile, sulla base delle valutazioni effettuate, al fine di valutare l'impatto di tale evento sull'ambiente marino e costiero, sono state effettuate simulazioni di dispersione di idrocarburi in mare e valutazione del potenziale impatto su costa, utilizzando il codice di calcolo OSCAR (Oil Spill Contingency And Response), sviluppato da Sintef (Stiftelsen for industriell og teknisk forskning, Fondazione per la Ricerca Scientifica e Industriale). La valutazione del danno ambientale viene effettuata con riferimento alla Matrice di Accettabilità del Rischio sulla base della frequenza di accadimento e della gravità del danno. Tale Matrice è stata utilizzata per tutte le Relazioni Grandi Rischi condotte sinora e permette di valutare l'accettabilità del rischio per l'Ambiente, le Persone, gli Impianti e la Reputazione ai sensi del D.Lgs. 145/15.

Nella documentazione esaminata viene fornita anche una Matrice di accettabilità dei rischi in relazione anche alla sensitività dei diversi possibili ricettori. La matrice è corredata anche da una seconda matrice relativa alla severità del danno (V. allegato di riferimento).

**PRESO ATTO** che in merito agli interventi antinquinamento, in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa - D.M.23/01/17 "Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti

marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi di appoggio” – il DICS ha attrezzato la base operativa portuale a terra (presso Marina di Ravenna) con le dotazioni necessarie ad assicurare un efficace intervento. Le dotazioni presenti presso la base operativa sono:

- n. 2 sistemi meccanici di recupero e separazione olio/acqua (skimmers) con una capacità di recupero non inferiore ai 35 metri cubi/ora;
- 1000 metri di panne costiere, 500 metri di panne d'altura, 500 metri di panne rigide, con i relativi sistemi di ancoraggio
- 1000 metri di panne assorbenti dichiarate impiegabili, nonché 5 metri cubi di materiale oleoassorbente nelle sue varie configurazioni;
- 8.000 litri di prodotti disperdenti di tipo riconosciuto idoneo unitamente alla relativa apparecchiatura per lo spandimento in mare.

In caso di attività di perforazione di pozzi, i mezzi navali a supporto saranno equipaggiati con le dotazioni previste.

### **Analisi della subsidenza**

**PRESO ATTO** che è stato presentato e valutato uno studio geomeccanico relativo al campo di Donata, effettuato con lo scopo di valutare quantitativamente la subsidenza indotta dalla coltivazione del giacimento.

**CONSIDERATO** che la previsione di subsidenza attesa è stata eseguita tramite l'applicazione del modello poroelastoplastico di Isamgeo Engineering GmbH; le informazioni relative alla geometria del giacimento, le proprietà petrofisiche e l'evoluzione delle pressioni sono state ottenute dallo studio fluido-dinamico di giacimento realizzato da Eni S.p.A. con il codice di calcolo Eclipse.

**VISTO E CONSIDERATO** che si prevede che la produzione del giacimento, dopo l'inizio che era previsto per il 2018, terminerà per il 2022 (dato comunque ipotetico), lo studio dell'evoluzione delle pressioni è stato protratto, a pozzi chiusi, fino a gennaio 2052 per considerare l'effetto della ridistribuzione delle pressioni in giacimento e in acquifero dopo la chiusura dei pozzi. Nello studio presentato sono stati analizzati due casi di sviluppo denominati “Base” e “Doppio”. Il primo prevede erogazione in commingle di tutti i completamenti, il secondo prevede una striga corta sul PL3-AC ed erogazione in commingle sui livelli PL3-B e PL3-C della string lunga. Per ciascuno di questi casi di produzione sono stati simulati tre scenari di compressibilità dei sedimenti: uno scenario di alta compressibilità (Upper), uno scenario di bassa compressibilità (Lower) ed uno scenario intermedio (Average), per un totale di 6 diversi scenari di subsidenza.

In relazione allo scenario di comprimibilità intermedio che presenta un gas in posto originario pari a  $5.33 \times 10^8 \text{ Sm}^3$ , alla chiusura del campo il caso “Base” prevede una produzione cumulativa di gas pari a  $3.57 \times 10^8 \text{ Sm}^3$ , mentre il caso “Doppio” prevede una produzione cumulativa pari a  $3.61 \times 10^8 \text{ Sm}^3$ .

**CONSIDERATO** che nello studio geomeccanico di subsidenza, da ISAMGEO Engineering GmbH utilizzando il codice proprietario ad Elementi Finiti (FE) Isamgeo, la costruzione del modello è stata basata sulle seguenti informazioni:

- Mappe geologiche dei livelli interessati dai campi, estese in misura tale da descrivere interamente non solo le zone mineralizzate ma anche gli acquiferi laterali;
- Dettagliata descrizione della geometria e geologia dei livelli mineralizzati e degli acquiferi connessi, riprodotta con accuratezza dalla maglia di calcolo numerica;
- Distribuzione di pressione nei livelli mineralizzati e degli acquiferi connessi, calcolata con il modello di flusso 3D Eclipse [1]. Lo studio fluido-dinamico di giacimento è stato comunque protratto per oltre 30 anni (a pozzi chiusi) in modo da considerare l'effetto dell'evoluzione della pressione nelle regioni mineralizzate e in acquifero dopo la fine della produzione.

- Proprietà meccaniche della roccia descritte con una legge costitutiva del tipo Cam Clay Modificato, che tiene conto non solo della variazione della compressibilità uniassiale (cm) con lo stress efficace, ma modella accuratamente anche gli eventuali fenomeni di espansione dei sedimenti soggetti a ripressurizzazione;
- Calcolo della compattazione dei livelli mineralizzati e degli acquiferi connessi realizzato utilizzando parametri meccanici ottenuti da misure in situ effettuate nei pozzi equipaggiati con markers nell'offshore adriatico.

**CONSIDERATO** che, secondo il Proponente, le simulazioni effettuate con il modello ISAMGEO hanno fornito un'immagine molto chiara della possibile entità della subsidenza legata alla pianificata produzione di gas dal giacimento di Donata; sono quindi indicati i risultati delle previsioni di subsidenza dei due casi di produzione (Base e Doppio) e dei relativi scenari di compressibilità dei sedimenti riportati con i valori di massima subsidenza e la minima distanza dalla linea di costa, calcolata come distanza della linea di iso-subsidenza dei 2 cm dalla linea di costa stessa. Per entrambi i casi di produzione, le previsioni di subsidenza sono riportate alle seguenti date:

- 1 gennaio 2022
- 1 gennaio 2052.

**VALUTATO** che l'analisi dei risultati consente di osservare che:

- nello scenario geomeccanico più probabile, ovvero quello con valori di compressibilità pari al valore atteso (Average), la subsidenza massima è di circa 19 cm a fine produzione (2022), sia nel caso di produzione Base che in quello Doppio;
- la variazione della massima subsidenza, controllata dalla banda di confidenza dei valori di compressibilità, ricade tra 4 cm e 22 cm per il caso Base, tra 4 cm e 24 cm per il caso Doppio, la massima subsidenza si osserva nel 2022, ovvero a fine produzione, con un leggero rebound nel seguito;
- l'estensione della subsidenza, valutata sulla base della linea di livello pari a 2 cm, si attesta in tutti i casi molto prossima al giacimento, a causa della chiusura idraulica dei livelli in tutte le direzioni;
- la linea di iso-subsidenza dei 2 cm non si avvicina mai, per nessun caso di produzione e nessuno scenario di compressibilità, a meno di 23 km dalla costa delle Marche.

#### **Piano di monitoraggio della subsidenza**

**PRESO ATTO** del piano proposto che prevede di inserire il campo di Donata nella rete Eni di controllo altimetrico della linea di costa antistante il giacimento e nell'area offshore nell'intorno, secondo le seguenti modalità:

- Livellazione di alta precisione
- Rilievi GPS in continuo
- Interferometria Radar Satellitare

#### **Studio Sismo tettonico del campo Donata**

**PRESO ATTO** che è stato presentato uno studio sulla situazione sismo-tettonica dell'area per valutare se la perforazione e messa in produzione del nuovo pozzo possa in qualche modo indurre attività sismica. A tal fine, il documento inquadra l'area in oggetto dal punto di vista geologicotettonico-strutturale, ne analizza la sismicità verificatasi negli ultimi secoli ricavabile dai DB nazionali storici e strumentali, e mette in relazione quanto raccolto con la zona interessata dal progetto proposto.

**CONSIDERATO** che tale studio porta alla conclusione che per le caratteristiche strutturali e produttive del campo di Donata, confrontate con le possibili cause di sismicità indotta da attività estrattive disponibili in letteratura, possano essere escluse situazioni di rischio.

\*\*\*\*\*

W  
H  
✓

45

### **Progetto di dismissione (D.M. 39/2019, art. 3)**

**CONSIDERATO** che la Commissione VIA con nota prot. 0002311/CTVA del 21.06.2019, acquisita dalla DVA con prot. 0015894/DVA del 21.06.2019, ha comunicato la necessità di acquisire alcuni dati relativi alle previsioni di cui al D.M. n. 39 del 19.02.2019, non contenuti nella documentazione trasmessa in data 22.11.2018, in quanto tale documentazione è stata presentata prima della emissione del citato DM, il Proponente ha presentato una serie di approfondimenti (Prot. CTVA n° 0003564 del 23/09/2019) che tengono conto delle richieste di integrazione formulate dall'Autorità Competente.

**VISTA E VALUTATA** la documentazione suddivisa in tre diversi capitoli secondo lo schema seguente:

Capitolo 1: modalità di dismissione della piattaforma Emilio;

Capitolo 2 : analisi dei potenziali impatti sulle diverse componenti ambientali relative alla fase di dismissione della piattaforma Emilio;

Capitolo 3 : chiarimenti progettuali che tengono conto delle richieste formulate dall'Autorità Competente.

**CONSIDERATO** che :

- il progetto Donata 4 Dir sarà realizzato da uno slot della piattaforma EMILIO senza alterare gli esistenti piani di dismissione della struttura, se non ovviamente per la presenza di un pozzo aggiuntivo, dal momento che, alla luce degli attuali scenari, si prevede che l'ultimo anno di produzione del campo Emilio sia il 2040;
- le informazioni che saranno acquisite nei prossimi anni di coltivazione sia in termini di dinamica di produzione che di carattere geologico, unitamente alle innovazioni tecnologiche, potranno condurre alla rivalutazione dei campi DONATA e EMILIO, definire e valutare future iniziative in grado di ottimizzare il recupero delle loro riserve fermi restando i limiti autorizzati;
- come previsto dal vigente DECRETO del MISE 15 febbraio 2019 - *Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*, all' Art. 5. (Elenco delle piattaforme in dismissione e suo aggiornamento) la Società, al termine della vita produttiva dei pozzi e della piattaforma, comunicherà al Ministero dello sviluppo economico, alla Sezione UNMIG competente e alla DGSAIE l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non si intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie, allegando una relazione tecnica descrittiva di cui all'art. 6 del medesimo DM;
- successivamente la DSG\_UNMIG, acquisiti i pareri del MATTM e MIBAC, fornirà l'elenco delle piattaforme che devono essere rimosse e quelle che, invece, possono essere riutilizzate da soggetti eventualmente interessati;
- riguardo alle strutture da rimuovere, ENI avvierà specifico iter autorizzativo di competenza ministeriale per il progetto di rimozione della piattaforma e delle infrastrutture connesse, in quanto soggetti a valutazione ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (Art. 14 - Valutazione ambientale del progetto di rimozione) secondo quanto indicato nell'allegato 3 del citato Decreto.

**PRESO ATTO** della coerenza del Progetto esaminato con le diverse normative e vincoli.

**VISTO E CONSIDERATO** che il nuovo pozzo "Donata 4 DIR" sarà realizzato a partire dalla piattaforma esistente Emilio ubicata nel Mar Adriatico Centro Settentrionale, nell'offshore antistante la Regione Marche, ad una distanza di circa 27 km (14,6 miglia marine) dalla costa marchigiana San Benedetto del Tronto (AP) e che il progetto è finalizzato a recuperare le riserve residue del campo gas "Donata" (Gas metano al 99,3%) e prevede le seguenti fasi:

1. posizionamento (Mob) dell'impianto di perforazione di tipo "Jack-up Drilling Unit" al lato della piattaforma Emilio;
2. perforazione e completamento del pozzo Donata 4 DIR, a partire dalla piattaforma esistente Emilio;

3. allontanamento (Demob) dell'impianto di perforazione;
4. allaccio e messa in produzione del pozzo Donata 4 DIR.

**VALUTATO** che dal punto di vista ambientale e vincolistico, il progetto in esame risulta conforme a quanto indicato nel D.Lgs. n.152/2006 e che non ricade né all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, né in una zona di mare posta entro dodici miglia dalla linea di costa e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

**CONSIDERATO** che, come previsto dalla legislazione vigente, sono stati individuati ed analizzati, mediante una stima qualiquantitativa, i potenziali impatti che le diverse fasi dell'attività in progetto possono generare sulle diverse componenti ambientali circostanti l'area di progetto, considerando le diverse fasi operative, suddivise in mob/demob impianto di perforazione, perforazione/chiusura mineraria e produzione.

**PRESO ATTO** delle risposte del Proponente alle richieste di integrazioni della CT VIA, della Regione Marche e dell'ARPA e alle osservazioni del pubblico

**VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO** che;

- ove possibile, la quantificazione degli impatti è stata effettuata tramite l'applicazione di modelli matematici di simulazione;
- i risultati della Stima degli Impatti restituiscono classi di impatto per la maggior parte trascurabili, e in minor misura nulle e basse. In particolare, considerando che la piattaforma Emilio è già esistente ed in esercizio da diversi anni, si prevede che con la realizzazione del pozzo Donata 4 Dir lo scenario emissivo valutato nell'ambito dell'iter VIA relativo alla fase di esercizio della piattaforma Emilio e autorizzato con DEC/VIA/5222 del 31/07/2000 non varierà in maniera apprezzabile;
- i potenziali impatti identificati in fase di mob/demob e in fase di perforazione hanno tutti carattere temporaneo e reversibile al termine delle attività di realizzazione del pozzo, della durata di circa 87 giorni;
- sulla base delle informazioni reperite e riportate nella documentazione fornita e delle valutazioni effettuate, si può affermare che le attività in progetto non comportano impatti rilevanti né per l'ambiente, né per le attività antropiche in essere nell'area in esame.

**Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS**

#### ESPRIME

parere favorevole riguardo alla compatibilità ambientale del progetto della Società "ENI S.p.A. - di perforazione del pozzo DONATA 4Dir nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C3.AS, mare Adriatico zona B Prov. Teramo - Ascoli Piceno a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:

Prescrizione	n.1
Macrofase	<i>Ante operam</i>
Fase	Fasi di cantiere e fase di esercizio
Ambito di applicazione	Altri aspetti
Oggetto della prescrizione	Il Proponente dovrà comunicare preventivamente alle Regioni interessate le date di inizio e la durata delle operazioni mob/demob nel tratto di mare prospiciente i rispettivi territori.

Prescrizione			n.1
Termine	avvio	Verifica	Allestimento del cantiere
Ottemperanza			
Ente vigilante			MATTM
Enti coinvolti			Regione Marche Regione Abruzzo

Prescrizione			n.2
Macrofase			<i>Ante operam Post operam</i>
Fase			Fase di cantiere e Fase di esercizio
Ambito di applicazione			Altri aspetti
Oggetto della prescrizione			<p>Il Proponente deve fornire un idoneo piano di monitoraggio ambientale per le diverse matrici ambientali interessate utilizzando eventualmente anche i dati provenienti dai monitoraggi della piattaforma Emilio, compreso anche il monitoraggio degli scarichi e delle emissioni.</p> <p>Il monitoraggio dovrà quindi essere eseguito secondo le modalità fornite dal Proponente ed in accordo con gli Enti territoriali competenti a cominciare almeno sei mesi prima della fase di mob, per proseguire per l'intera fase di esercizio e terminare con la fase di smantellamento dell'opera così come proposto in relazione al D.M. n. 39 del 19/02/2019.</p>
Termine	avvio	Verifica	Allestimento del cantiere
Ottemperanza			
Ente vigilante			MATTM ARPA locali
Enti coinvolti			Regione Marche e Regione Abruzzo

Prescrizione			n.3
Macrofase			<i>Ante operam Post operam</i>
Fase			Fase di cantiere e Fase di esercizio
Ambito di applicazione			Altri aspetti
Oggetto della prescrizione			<p>dovrà essere eseguito il piano di monitoraggio della subsidenza così come descritto nella documentazione fornita.</p> <p>Sulla base dei dati rilevati, dovrà essere fornita una relazione annuale da inviare all'Autorità competente.</p>
Termine	avvio	Verifica	Allestimento del cantiere
Ottemperanza			
Ente vigilante			MATTM ARPA locali
Enti coinvolti			Regione Marche Regione Abruzzo

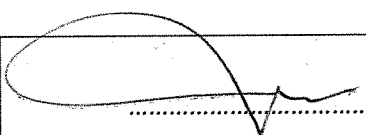
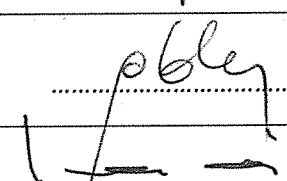
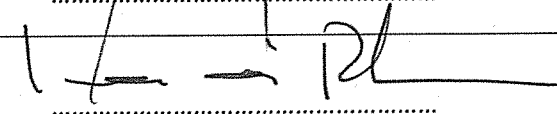
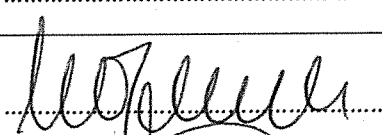
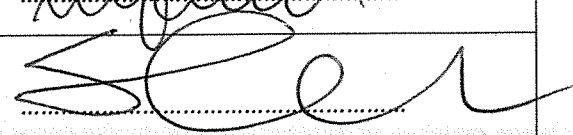
Prescrizione			n.4
Macrofase			<i>Ante operam Post operam</i>
Fase			Fase di cantiere


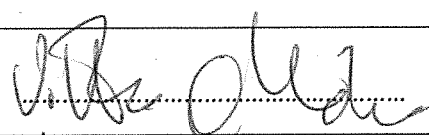
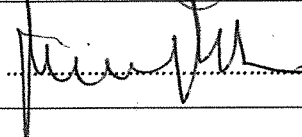
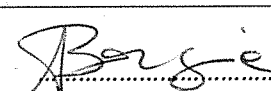
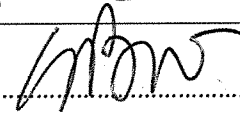
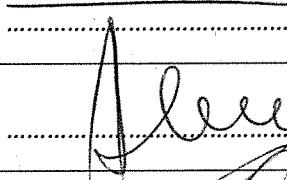
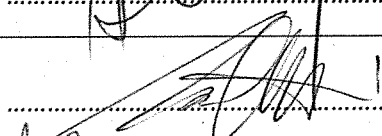
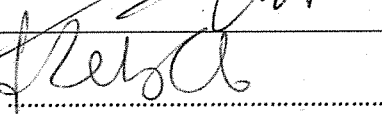
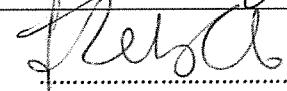
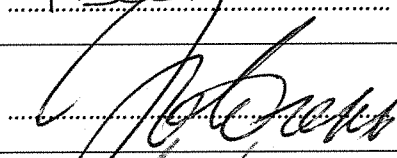
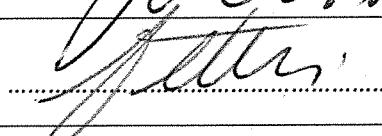
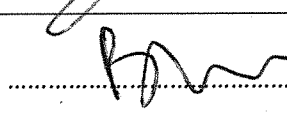


Prescrizione			n.4
Ambito di applicazione			Altri aspetti
Oggetto della prescrizione			Durante la fase di cantiere i livelli di intensità sonora e quelli relativi alla illuminazione dovranno essere mantenuti nei limiti riportati nella documentazione fornita e comunque tali da portare il minimo disturbo alle diverse specie faunistiche.
Termine	avvio	Verifica	Allestimento del cantiere
Ottemperanza			
Ente vigilante			Regione Marche
Enti coinvolti			ARPA locale

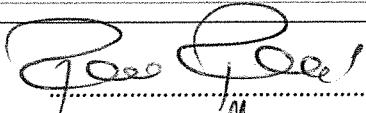
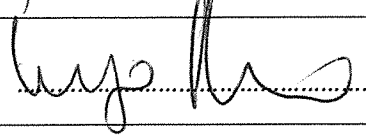
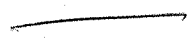
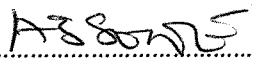
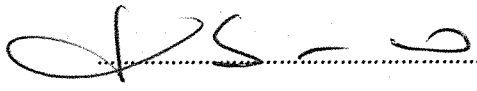
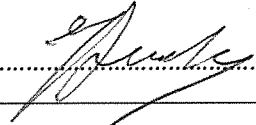
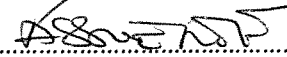
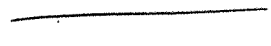
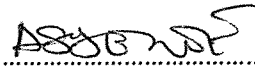
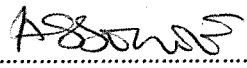
Prescrizione			n. 5
Macrofase			Ante operam Post operam
Fase			Fase di cantiere e Fase di esercizio
Ambito di applicazione			Altri aspetti
Oggetto della prescrizione			con riferimento a quanto previsto dal DM 39/19 ed in ottemperanza a quanto indicato dal DM 15/02/2019 la Società dovrà avviare specifico iter autorizzativo di competenza ministeriale per il progetto di rimozione della piattaforma e delle infrastrutture connesse, in quanto soggetti a valutazione ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (Art. 14 - Valutazione ambientale del progetto di rimozione) secondo quanto indicato nell'allegato 3 del suindicato Decreto
Termine	avvio	Verifica	Allestimento del cantiere
Ottemperanza			
Ente vigilante			MATTM
Enti coinvolti			Regione Marche Regione Abruzzo

Alla **verifica di ottemperanza** delle prescrizioni, di competenza del rispettivo Ente Vigilante, si provvederà come sopra indicato, con oneri a carico del Proponente.

Ing. Guido Monteforte Specchi (Presidente)	
Dott. Gaetano Bordone (Coordinatore Sottocommissione VIA)	
Avv. Luca Di Raimondo (Coordinatore Sottocommissione VAS)	
Arch. Maria Fernanda Stagno d'Alcontres (Coordinatore Sottocommissione VIA Speciale)	
Avv. Sandro Campilongo (Segretario)	

Prof. Saverio Altieri	
Prof. Vittorio Amadio	
Dott. Renzo Baldoni	
Avv. Filippo Bernocchi	ASSENTE
Ing. Stefano Bonino	ASSENTE
Dott. Andrea Borgia	
Ing. Silvio Bosetti	
Ing. Stefano Calzolari	ASSENTE
Cons. Giuseppe Caruso	
Ing. Antonio Castelgrande	
Arch. Giuseppe Chiriatti	
Arch. Laura Cobello	
Prof. Carlo Collivignarelli	ASSENTE
Dott. Siro Corezzi	
Dott. Federico Crescenzi	
Prof.ssa Barbara Santa De Donno	
Cons. Marco De Giorgi	ASSENTE

Ing. Chiara Di Mambro	ASSOCIATE
Ing. Francesco Di Mino	Francesco Di Mino
Ing. Graziano Falappa	ASSOCIATE
Arch. Antonio Gatto	
Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini	Filippo Gargallo
Prof. Antonio Grimaldi	
Ing. Despoina Karniadaki	ASSOCIATE
Dott. Andrea Lazzari	ASSOCIATE
Arch. Sergio Lembo	Sergio Lembo
Arch. Salvatore Lo Nardo	Salvatore Lo Nardo
Arch. Bortolo Mainardi	Bortolo Mainardi
Avv. Michele Mauceri	ASSOCIATE
Ing. Arturo Luca Montanelli	ASSOCIATE
Ing. Francesco Montemagno	F. Montemagno
Ing. Santi Muscarà	Santi Muscarà
Arch. Eleni Papaleludi Melis	Eleni Papaleludi Melis
Ing. Mauro Patti	Mauro Patti

Cons. Roberto Proietti	
Dott. Vincenzo Ruggiero	
Dott. Vincenzo Sacco	
Avv. Xavier Santiapichi	
Dott. Paolo Saraceno	
Dott. Franco Secchieri	
Arch. Francesca Soro	
Dott. Francesco Carmelo Vazzana	
Ing. Roberto Viviani	
avv. Cristina Gerardis (Rappresentante Regione Abruzzo)	
dott. David Piccinini (Rappresentante Regione Marche)	