eni spa

DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

SICS 220_Integraz

INTEGRAZIONI STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto "Pozzo Donata 4 DIR"

Campo Gas Donata

Off-shore Adriatico Centro Settentrionale

Novembre 2018

INTEGRAZIONI
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto "Donata 4 DIR"

Campo Donata
Off-Shore Adriatico Centro-Settentrionale

ORDINE DEGLI INGEGNERI TERAMO
986 DI MICHELE Dott. CESARE
INGEGNERE

HPC PROGER					
	00	Novembre 2018	M. Elisio C. Martignoni	A. Cappellini	C. Di Michele
	REV.	DATA	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO

00	Emissione per Enti	HPC/PROGER	Eni L. Mauri	Eni L. Colella	Novembre 2018
REV.	DESCRIZIONE	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA

INDICE

INTRODUZIONE 2

1 INTEGRAZIONI RICHIESTE DAL MATTM 3

1.1 Integrazioni richieste da Regione Marche e ARPAM 3

1.2 Valutazione eventuale interferenza tra il pozzo Donata 4 Dir e pozzi esistenti ubicati nella Concessione B.C3.AS 3

1.3 Approfondimento della valutazione dell'impatto sul fondale marino dovuto all'interferenza con l'impianto di perforazione 7

1.4 Approfondimento della valutazione dell'impatto dovuto alla pressione sonora immessa in ambiente marino 8

1.5 Approfondimento sugli scarichi in mare, anche accidentali, e sulle le misure di prevenzione o mitigazione adottate 34

1.6 Approfondimento sugli interventi da attuare in caso di incidente e sulle misure di prevenzione adottate 39

1.7 Controdeduzioni alle osservazioni pubblicate sul portale del MATTM 50

2 INTEGRAZIONI RICHIESTE DALLA REGIONE MARCHE E DA ARPAM 51

2.1 Rumore 51

2.2 Piano di Monitoraggio Ambientale 52

2.3 Sismicità 54

2.4 Planimetria giacimento 55

2.5 Emissioni in atmosfera 55

2.6 Scarichi idrici 57

2.7 Fluidi di perforazione 58

2.8 Rifiuti 58

3 CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI DEI PORTATORI DI INTERESSE 60

3.1 Vigenza del titolo in relazione alla durata delle estrazioni 61

3.2 Sicurezza 63

3.3 Contributo del metano ai cambiamenti climatici 75

3.4 Sviluppo delle risorse "Nazionali" di Idrocarburi 77

3.5 Programma fluidi di perforazione 77

3.6 Stato del Mar Adriatico 80

3.7 Rischio Sismico 81

3.8 Subsidenza 81

3.9 Rilascio di inquinanti durante la fase di perforazione/estrazione..... 82

3.10 Area reperimento dell’Area Marina Protetta del Piceno 83

3.11 Procedimento di VIA – eventuali integrazioni..... 84

ELENCO ALLEGATI

Allegato 1 Planimetria proiezione del giacimento / subsidenza

Allegato 2 Planimetria punti di emissione in atmosfera

Allegato 3 Planimetria scarichi idrici

Allegato 4 Schede di Sicurezza (SDS) e Schede Tecniche additivi utilizzati nei fluidi di perforazione

Allegato 5 Campo di DONATA - Studio Sismo-Tettonico

LISTA ACRONIMI

ACCOBAMS	Accordo per la Conservazione dei Cetacei nel Mediterraneo, nel Mar Nero e nelle contigue aree atlantiche
AEEGSI	Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
AEWA	Accordo sulla conservazione degli uccelli acquatici migratori dell'Africa
ASPIM	Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea
CE	Comunità Europea
CMS	Convenzione sulle Specie Migratrici
DCP	Delibera Consiglio Provinciale
DCR	Delibera Consiglio Regionale
DGR	Delibera Giunta Regionale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
DM	Decreto Ministeriale
DPR	Decreto della Presidenza della Repubblica
EMSA	Agenzia Europea per la Sicurezza Marittima
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
IBA	Important Bird Area
ICBP	Consiglio Internazionale per la protezione degli uccelli
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
IUCN	Unione Internazionale per la Conservazione della Natura
IWRB	Ufficio Internazionale per le Ricerche sulle Zone Umide e sugli Uccelli Acquatici
LR	Legge Regionale
MAP	Piano d'Azione delle Nazioni Unite per il Mediterraneo
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MIT	Ministero delle Infrastrutture e Trasporti
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo economico
ONU	Organizzazione delle Nazioni Unite
PEAP	Piano Energetico Ambientale Provinciale
PER	Piano Energetico Regionale
PPGR	Piano Provinciale per la Gestione dei Rifiuti
PRGR	Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti
SIC	Sito di Importanza Comunitaria
UNCLOS	Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia
ZPS	Zona di Protezione Speciale
ZSC	Zona Speciale di Conservazione
ZTB	Zona di Tutela Biologica

INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce un'**Integrazione** dello **Studio di Impatto Ambientale** (Doc. SICS 220 – Aprile 2018) presentato da **Eni S.p.A. – Distretto Centro Settentrionale** per il progetto di perforazione e coltivazione del nuovo pozzo "**Donata 4 DIR**", da realizzare nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C3.AS", ubicata in Zona Marina "B" del Mare Adriatico.

A tal fine, nei seguenti Capitoli si riportano una serie di approfondimenti che tengono conto sia delle richieste di integrazione formulate dall'Autorità Competente e dagli Enti territorialmente coinvolti, sia delle Osservazioni pervenute dal pubblico interessato.

In particolare, il documento contiene le Integrazioni e le risposte alle Osservazioni pervenute da:

- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) – nota prot. n.23955 del 24/10/2018 [ID_VIP:4067];
- Regione Marche – Servizio tutela, gestione e assetto del territorio – pec prot. n.856071 del 25/07/2018;
- ARPAM – Agenzia Regionale per la protezione Ambientale delle Marche – prot. n.767594 del 03/07/2018;
- Associazione Ambiente e Salute nel Piceno – prot. DVA-2018-0016110 del 12/07/2018
- Associazione Nuovo Senso Civico – prot. DVA-2018-0016308 del 16/07/2018
- Stazione Ornitologica Abruzzese Onlus – Prot. DVA-2018-0016309 del 16/07/2018
- Comune di Martinsicuro – Prot. DVA-2018-0016299 del 13/07/2018
- Comune Di San Benedetto Del Tronto – Prot. DVA-2018-0016319 del 16/07/2018
- Sig. Emidio Baiocchi – Prot. DVA-2018-0016665 del 18/07/2018
- Sig. Gian Marco Falgiani – Prot. DVA-2018-0016668 del 18/07/2018
- Sig. Jacopo Baiocchi – Prot. DVA-2018-0016664 del 18/07/2018
- Sig. Maurizio Peroni – Prot. DVA-2018-0016228 del 13/07/2018
- Sig. Nazzareno Marinelli – Prot. DVA-2018-0016403 del 16/07/2018
- Sig. Roberto Falgiani – Prot. DVA-2018-0016670 del 18/07/2018
- Sig. DVA-2018-0016404 del 16/07/2018
- Sig.ra Carmelita Di Paolo – Prot. DVA-2018-0017027 del 23/07/2018
- Sig. Stefano Odoardi – Prot. DVA-2018-0016562 del 17/07/2018

1 INTEGRAZIONI RICHIESTE DAL MATTM

Nei successivi paragrafi si riportano le Integrazioni richieste Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) – nota prot. n.23955 del 24/10/2018 [ID_VIP:4067].

1.1 Integrazioni richieste da Regione Marche e ARPAM

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

Le integrazioni richieste dalla Regione Marche e dall'ARPA Marche sono riportate nel **Capitolo 2** del presente documento.

1.2 Valutazione eventuale interferenza tra il pozzo Donata 4 Dir e pozzi esistenti ubicati nella Concessione B.C3.AS

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 (cfr. Figura 1-1 e Figura 1-2).

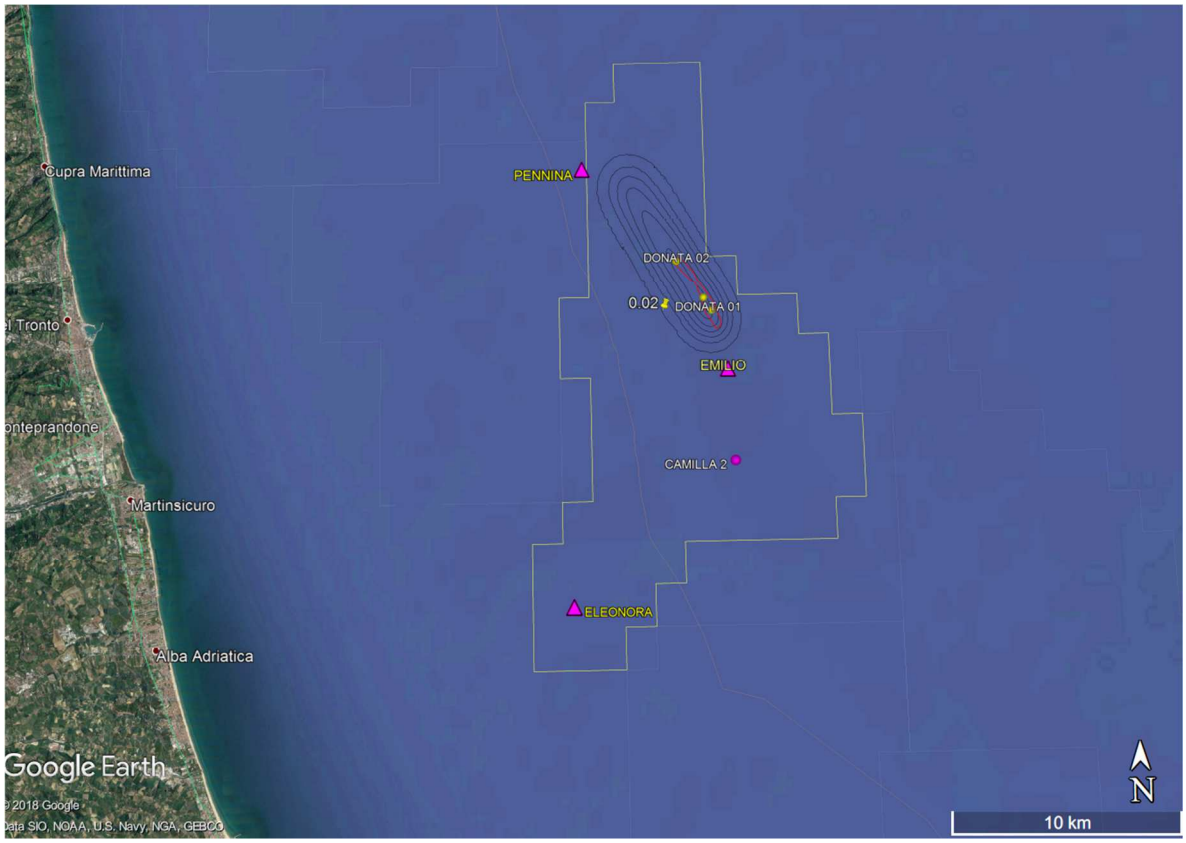


Figura 1-1 – Concessione B.C3.AS

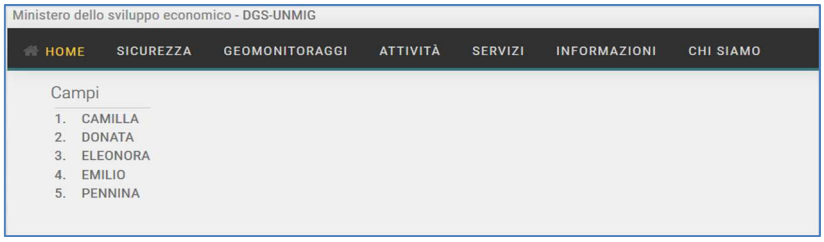


Figura 1-2 - Estratto pagina web del sito del MSE-DGS-UNMIG

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 (cfr. Figura 1-3) da un’anticlinale con asse NNO/SSE il cui fianco orientale è tagliato da un sovrascorrimento, è chiusa sui 4 lati.

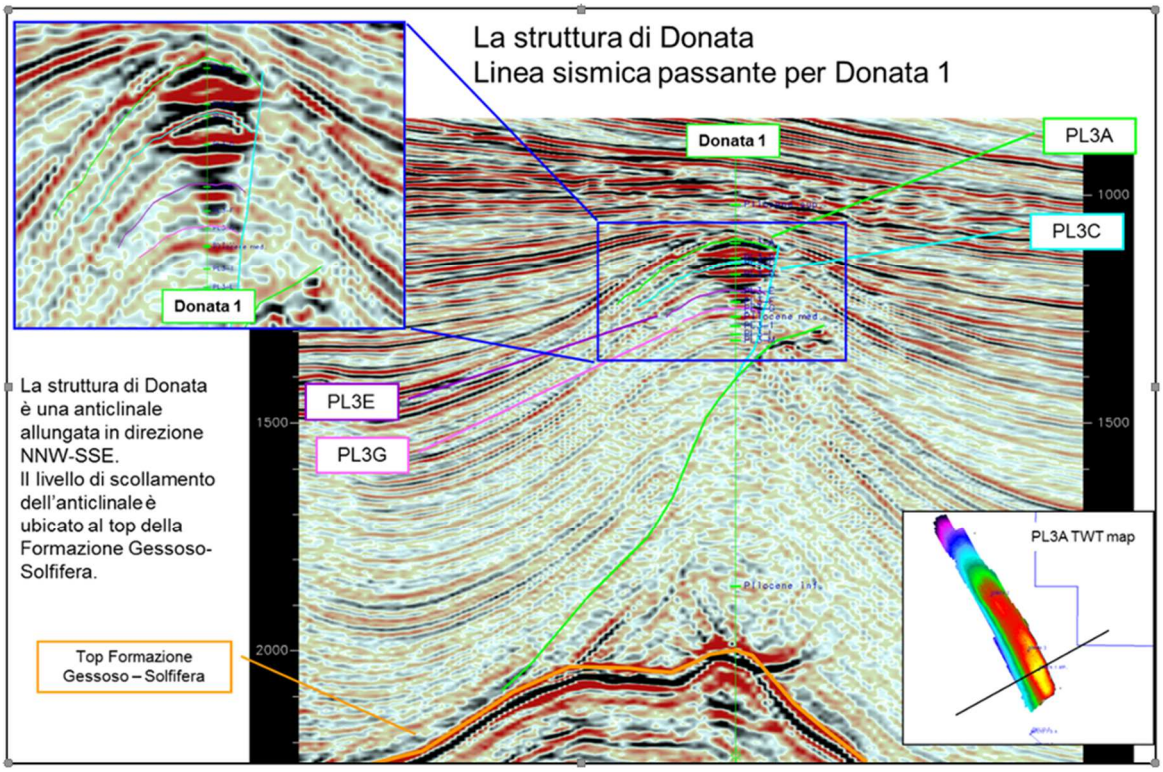


Figura 1-3 - Linea sismica interpretata della struttura di Donata

- 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 (cfr. Figura 1-4) installato in piattaforma segnala, al contrario, un innalzamento di circa 0,6 mm/a;

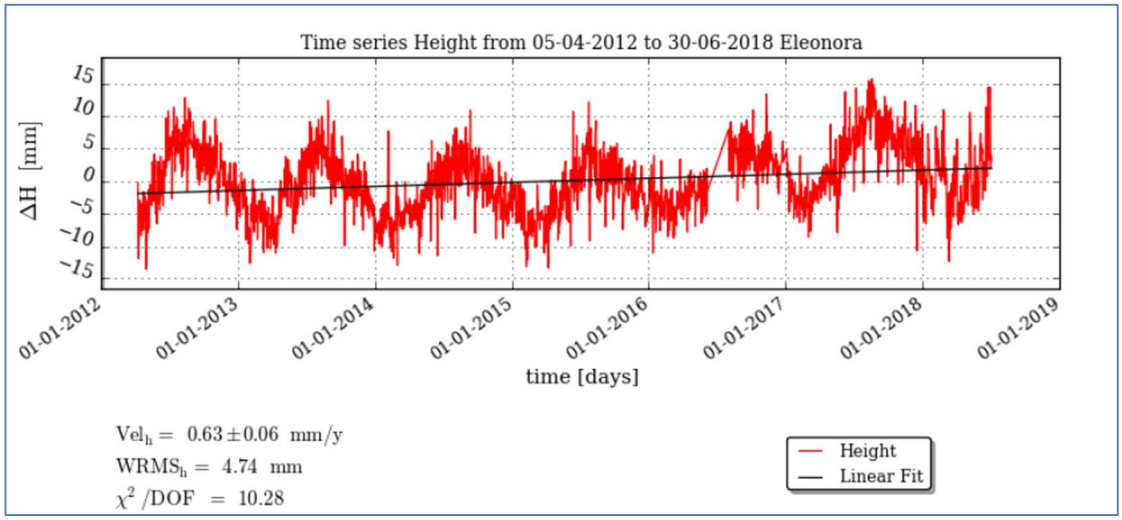
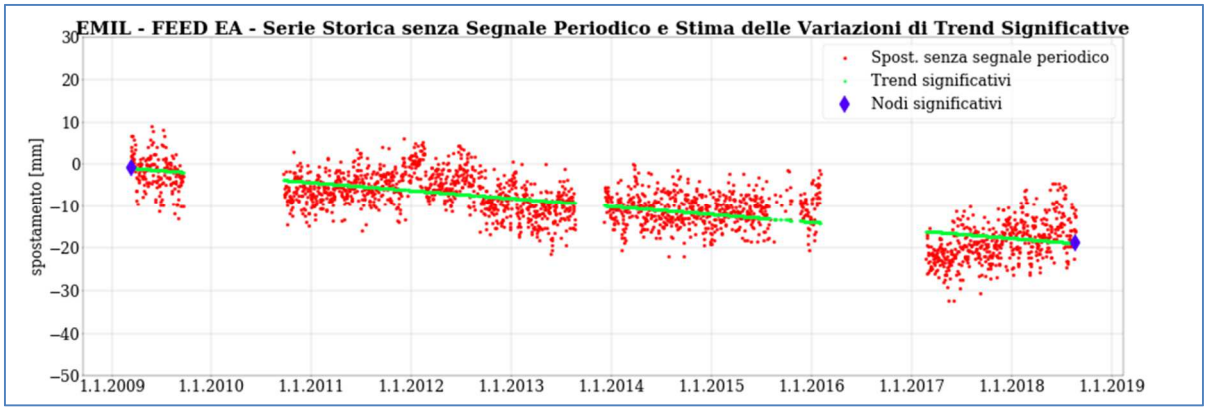


Figura 1-4 - Campo di Eleonora: serie storica plano-altimetrica CGPS

- analogamente non sono prevedibili interazioni meccaniche relativamente ad eventuali effetti subsidenziali indotti sul fondale marino dalla produzione del giacimento di Emilio. Il CGPS installato in piattaforma segnala un abbassamento di soli -1,9 mm/a (cfr. Figura 1-5), calcolato sull'intera serie storica. In aggiunta, si evidenzia un trend di innalzamento durante l'ultimo intervallo temporale registrato (2017-2018). Infatti, il campo produce da un solo pozzo (Emilio 8dirB) gas metano da livelli carbonatici (diversi dai livelli clastici di Donata) a scarsissima compressibilità.



Periodo -	velocità [mm/y]	sigma [mm/y]
11/03/2009 - 24/08/2018	-1.9	0.1

Figura 1-5 - Campo di Emilio: serie storica plano-altimetrica CGPS

Si segnalano, inoltre, le conclusioni del Provvedimento Direttoriale (MSE-DGERM) n.0005481 del 20 marzo 2008 relativo a: "Giacimenti di idrocarburi *Anemone II fase, Annalisa, Barbara NW, Calipso, Calpurnia, Clara Est, Clara Nord, Porto Corsini Mare, Naide, Emilio* ricadenti nel mare Adriatico al largo delle coste romagnole e marchigiane: disposizioni relative alla ripresa della produzione." e in particolare a quanto riportato a pagina 4

> - il giacimento "Emilio" è stato escluso dagli approfondimenti condotti dal Gruppo di Lavoro in quanto "*la scarsissima comprimibilità delle rocce calcaree che costituiscono il* reservoir *portano ad escludere il verificarsi di fenomeni di subsidenza*";

e a pagina 5

> **Art. 2**
>
> Con riferimento al giacimento "Emilio" (titolo minerario B.C3.AS), stralciato dall'attività istruttoria del Gruppo di Lavoro del MATTM in virtù delle peculiari caratteristiche geologiche e geomeccaniche tali da far escludere qualsiasi problema di subsidenza, la produzione può proseguire nel rispetto del programma di lavoro approvato.

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. (degasatore, acqua di strato, emissioni in caso di emergenza, e sfiati 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.

Pertanto, 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.

1.3 Approfondimento della valutazione dell'impatto sul fondale marino dovuto all'interferenza con l'impianto di perforazione

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 quanto riguarda la *fase di produzione*, si ricorda che la piattaforma Emilio è già esistente e presente in posto da diversi anni. Anche all'interno dello Studio di Impatto Ambientale, da cui è scaturito il decreto di autorizzazione DEC/VIA/5222 del 1/07/2000, di installazione della piattaforma Emilio, era stato indicato che l'attività di installazione avrebbe prodotto una risospensione temporanea e reversibile dei sedimenti nell'area di lavoro. 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.

Sia durante *il posizionamento dell'impianto di perforazione* (di tipo Jack-up Drilling Unit), sia *nel corso delle attività minerarie* (perforazione / chiusura mineraria), lo spostamento e gli ancoraggi delle strutture e dei mezzi navali impiegati, l'effetto delle attività di perforazione sul fondale marino e la permanenza in mare delle strutture stesse, potranno indurre modifiche locali delle correnti di fondo che potranno

alterare la distribuzione dei sedimenti. Tali operazioni, in particolare, potranno determinare la mobilizzazione 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 originari.

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. Si ricorda, infatti, che per il posizionamento dell'impianto non saranno eseguiti scavi in quanto le strutture saranno appoggiate sul fondale. Tali impronte, rappresentano una perturbazione puntuale e circoscritta all'area di progetto, saranno progressivamente ricoperte nel lungo periodo ad opera del normale regime deposizionale dovuto alle correnti marine ed avranno, pertanto, un impatto del tutto trascurabile.

1.4 Approfondimento della valutazione dell'impatto dovuto alla pressione sonora immessa in ambiente marino

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

1.4.1 Le principali fonti di inquinamento acustico prodotte in ambiente marino

L'ambiente marino è caratterizzato da un rumore di fondo generato da **processi naturali** di natura fisica come il movimento dell'acqua, il vento e le onde, le attività vulcaniche e i terremoti, o di natura biologica come i sistemi di comunicazione dei mammiferi marini e dei pesci. In particolare:

- vento: il rumore del vento è rilevante e può raggiungere livelli prossimi agli 85 - 95 dB, a 1 $\mu Pa^2/Hz$ a basse frequenze ed in condizioni estreme;
- pioggia: la pioggia può produrre brevi periodi di elevato rumore sottomarino con spettri di frequenze piane fino a livelli di 80 dB, a 1 $\mu Pa^2/Hz$.

Oltre al rumore naturale, il mare è interessato da **sorgenti di rumore antropiche**.

Di seguito sono brevemente riportate le attività antropiche che rappresentano oggi le principali fonti di inquinamento acustico nei nostri mari così come descritte nel Documento dell'ISPRA "*Linee guida per lo studio e la regolamentazione del rumore di origine antropica introdotto in mare e nelle acque interne (Parte prima). J.F. Borsani, C. Farchi*".

Sviluppo edilizio costiero

Tra i produttori di suoni subacquei è possibile identificare la categoria dei cosiddetti “*coastal developers*”, ossia gli attori dello sviluppo costiero, sia esso di carattere puramente urbanistico e di infrastrutture che di carattere industriale. Infatti, ogni costruzione costiera o parzialmente sommersa richiede di solito il consolidamento o la costruzione di fondamenta in mare.

Tradizionalmente le fondamenta si costruiscono mediante l'infissione di pali o palancole costituite da diversi materiali (legno, acciaio o cemento armato) che in seguito vengono variamente riempite o ricoperte con altre e addizionali strutture. L'infissione avviene solitamente attraverso la percussione del palo tramite un “martello” costituito da un peso lasciato cadere sulla testa del palo da varia altezza. Il peso può variare da qualche quintale a qualche tonnellata, in funzione del palo, del substrato e della profondità da raggiungere.

L'altezza da cui viene lasciato cadere sul palo ne determina, in funzione del peso, l'energia cinetica e la capacità di infissione nel substrato. In funzione della natura del substrato questa determinerà anche l'intensità sonora prodotta: essa sarà minore per fondi molli e maggiore per fondi solidi o rocciosi. In particolare, per questi ultimi, la trasmissione del suono avviene attraverso il mezzo acquoso e il substrato. Quest'ultima caratteristica può ampliare fortemente il range di invasività del “martello”.

Le caratteristiche operative di cantiere prevedono tempi di intervento medio-lunghi, dove le infissioni si svolgono per periodi quantificabili in diverse settimane o mesi. I livelli sonori immessi nell'ambiente sono notevoli, tra i più alti in assoluto: superano nella maggior parte dei casi 270 dB re 1 µPa ad 1 m, anche se i valori assoluti rilevabili variano come già menzionato, in funzione del substrato e delle caratteristiche oceanografiche al contorno.

Il rischio più immediato appare il mascheramento (“*masking*”) dei segnali di comunicazione della Balenottera comune e del Capodoglio. Per quanto attiene al Capodoglio, ammesso che possa essere poco sensibile alle basse frequenze e che il suo udito sia più affinato alle frequenze medio-alte (> 2 KHz), una parte del segnale proprio rimane udibile (alte frequenze), mentre le caratteristiche temporali dei martelli, ossia la ripetizione monotona del segnale, possono mascherare i click, a loro volta segnali ripetitivi e monotoni, specie per la loro parte che occupa la stessa banda. Per quanto attiene la Balenottera comune appare evidente che il mascheramento occorre sia a livello di frequenza che a livello temporale. I dati riportati nel documento di riferimento sopra citato evidenziano come la presenza di martelli escluda in ogni caso la presenza contemporanea di suoni di Balenottera comune. Evidentemente il martello può scatenare sia una risposta comportamentale individuale (la balenottera smette di emettere suoni), che una risposta eco-etologica (la balenottera abbandona l'area con l’inizio del suono prodotto dal martello).

Traffico marittimo

Il traffico marittimo genera rumori derivanti dai propulsori, dai macchinari e dal passaggio degli scafi nell’acqua. La maggior parte delle imbarcazioni ha un range di basse frequenze, meno di 1kHz, analogo alle frequenze usate dalle balene per la comunicazione ed altre attività biologiche.

Il traffico marittimo costituisce oggi la principale fonte di rumore a bassa frequenza (< 300 Hz) nell’oceano. Secondo alcuni studi condotti nelle acque profonde del Pacifico nord orientale, il rumore di fondo nelle basse frequenze è aumentato negli ultimi 40 anni di circa 3 dB ogni 10 anni, principalmente a causa dell’aumentato traffico marittimo commerciale (Andrew et al. 2002; Mc Donald et al. 2006). Ciò significa che vi è stato un incremento di 15-20 dB nel rumore di fondo dell’oceano rispetto al periodo preindustriale. In diverse zone costiere dell’emisfero nord dove vivono comunemente molti mammiferi marini si è potuto rilevare che l’elevato traffico marittimo interferisce con la capacità di alcune specie di comunicare. Ciò sarebbe dovuto principalmente all’effetto masking, ovvero di mascheramento dei segnali acustici (**Figura 1-6**).

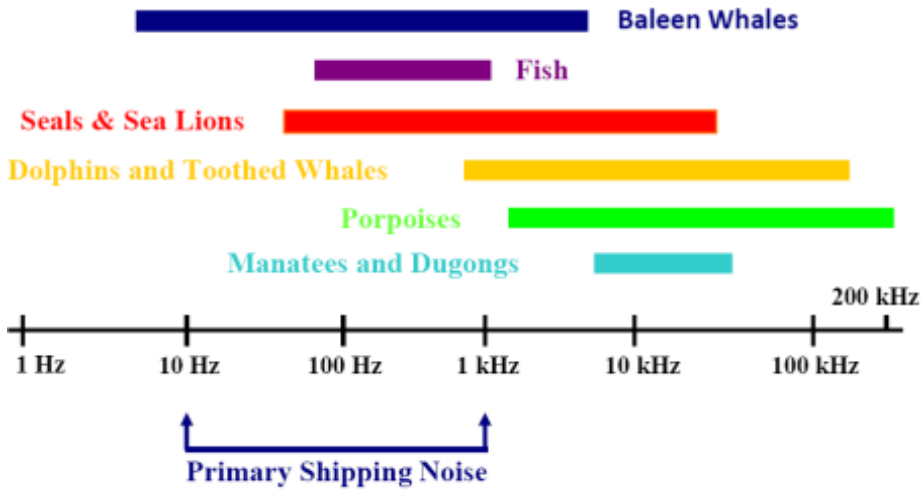


Figura 1-6: frequenze dei suoni emessi da diverse specie di organismi marini in relazione alle frequenze dei suoni prodotti dalle navi (Fonte: Southall B., 2005)

Il traffico marittimo gioca quindi un ruolo di primo piano nell’insonificazione degli oceani, in particolare se si considera l’enorme mole di traffico marittimo presente a livello globale nonché le previsioni future che lo mostrano in costante aumento.

Le cosiddette “autostrade del mare” hanno contribuito all’aumento del traffico marittimo nei nostri mari. In **Figura 1-7** sono evidenziate le autostrade del mare nel Mare Adriatico.

Figura 1-7: le autostrade del mare in Mare Adriatico

Il rumore subacqueo prodotto dalle navi in genere si estende maggiormente dalle basse frequenze (< 100 Hz) alle altissime frequenze (40 KHz) per alcuni particolari fenomeni.

Esso è prodotto principalmente da:

1. la cavitazione delle eliche (data dalla velocità con la quale le pale delle eliche ruotano attraverso l'acqua),
2. le vibrazioni dei motori e delle strutture connesse,
3. lo spostamento dell'acqua attraversata dallo scafo in movimento.

La componente principale nella maggior parte delle grosse navi si ha a basse frequenze e con circa 190 dB re 1 µPa ad 1 m che possono arrivare a 220 dB re 1 µPa ad 1 m e oltre per le frequenze bassissime.

Anche navi minori, quali i pescherecci ed i rimorchiatori, producono suoni di intensità compresa tra 150-170 dB re 1 µPa ad 1 m. Pur essendo di intensità minore possono rivestire una certa importanza in aree particolarmente trafficate o nel traffico costiero.

Una delle principali fonti di inquinamento acustico in ambiente marino quindi è rappresentato dalle imbarcazioni. Dalla consultazione del portale http://www.marinetraffic.com/ais/, da cui è possibile visualizzare il traffico navale in tempo reale, si evince che il tratto di mare in cui si inserisce il progetto Donata 4 DIR è interessato da un moderato traffico navale. Si precisa che tale situazione è riferita al mese di novembre 2017 e può essere soggetta a variazioni con un aumento o una diminuzione del traffico durante l’anno. Si sottolinea inoltre che le imbarcazioni visibili attraverso il suddetto portale sono solo quelle provviste di AIS (Automatic Identification System) e che hanno aderito alla pubblicazione

dei dati. Sono esclusi, quindi, tutti i natanti di piccole e medie dimensioni e le imbarcazioni che non hanno aderito al programma.

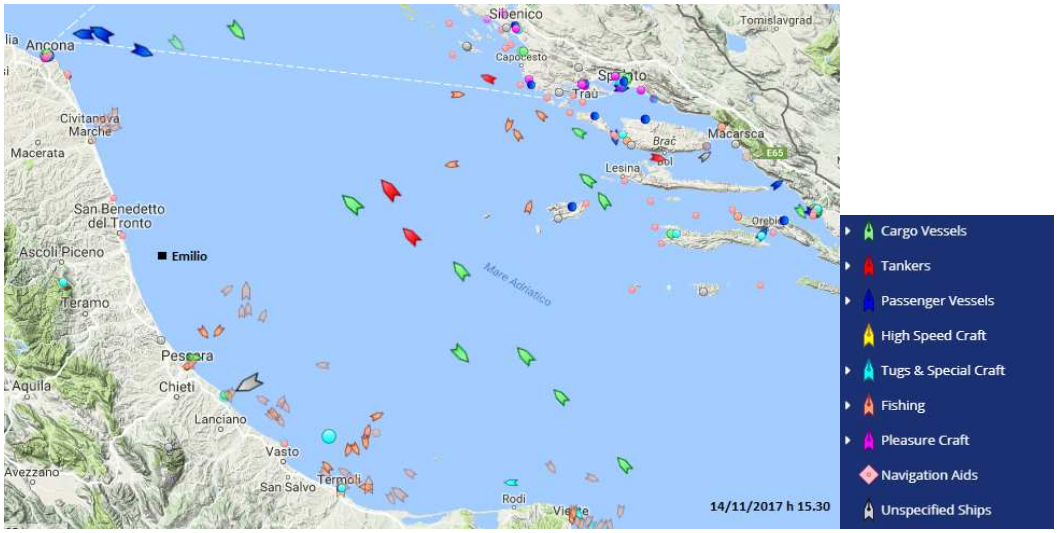


Figura 1-8: traffico navale nell’area di interesse (Fonte: http://www.marinetraffic.com/ais/ consultato il 14/11/2017 h 15.30)

Attività di pesca

Nell’area di interesse non si riscontra la presenza di pescherecci di grandi dimensioni. Inoltre, molte attività di pesca si svolgono entro le 4 miglia e vengono effettuate con pescherecci di lunghezza inferiore ai 12 metri, molti dei quali non sono visibili attraverso il portale.

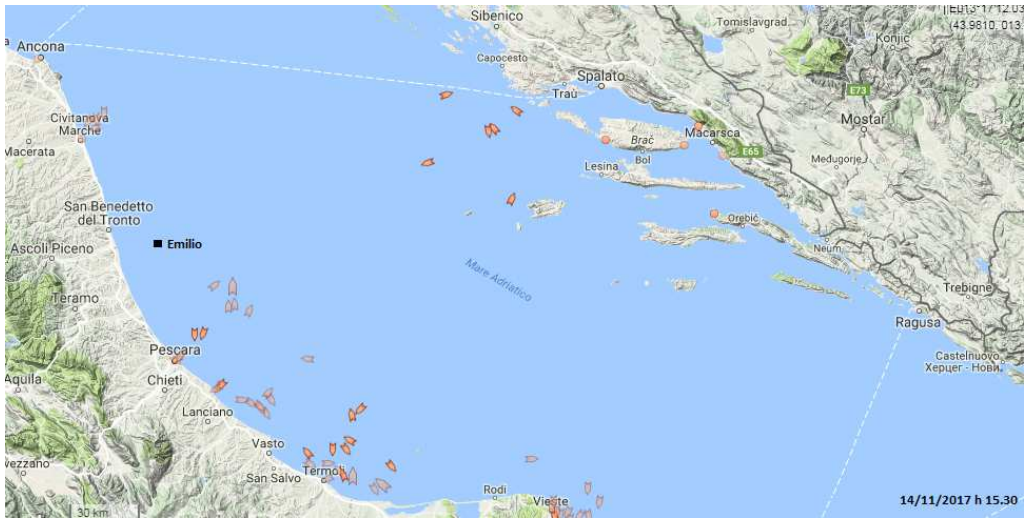


Figura 1-9: traffico relativo ai pescherecci nell’area d’interesse (Fonte:http://www.marinetraffic.com/ais/ consultato il 14/11/2017 h 15.30)

Le attività di pesca generano rumore subacqueo a seconda dell'attrezzo utilizzato e dello stato di efficienza dell'imbarcazione.

Le operazioni di salpamento delle reti generano forti rumori di verricello mentre gli attrezzi posati lontano dal fondo generano rumori non dissimili da quelli del Ping Sonar. Di norma il rumore più invasivo nelle operazioni di pesca in Mar Ligure (fatto salvo l'eventuale bracconaggio con esplosivi) è dato dal traino delle reti sul fondo, dove i motori del peschereccio sono sotto sforzo, e dai sonar di pesca. Alcune attività, rare in Mediterraneo, prevedono l'uso di deterrenti acustici per delfini, anche detti “*pingers*” che dovrebbero avere effetti dissuasivi per i delfini che occasionalmente predano sulle reti da posta fissa tipo tramaglio. Nella realtà dei fatti si è presto evidenziato che l'effetto dissuasivo dopo poco tempo è scarso o nullo, in quanto i delfini si abituano presto alla novità, e viene addirittura generato l'effetto contrario (“*dinner bell*”) che attrae gli animali verso le reti. Inoltre, è dimostrato che alcuni pinger possono avere effetto dissuasivo verso le specie ittiche target delle reti stesse, diminuendo quindi in partenza le catture da parte delle reti armate di pingers. Considerato l'interesse economico correlato alla pesca e all'allevamento ittico in mare, ci si deve aspettare lo sviluppo di sempre nuovi apparecchi appartenenti a questa famiglia, come il recente “*pulsed power*”, che produce anche un'onda d'urto e ha capacità di produrre suoni a oltre 230 dB re 1 µPa ad 1 m.

Appare ormai consolidata nel mondo scientifico l'opinione che questi apparecchi, introducendo ulteriore inquinamento acustico, procurino più danni che vantaggi. E’ stato dimostrato che gli stessi pesci subiscono lo stress acustico, evidenziando un rallentamento nella crescita (se in gabbia) oppure una tendenza a evitare le reti (se liberi). E' opinione ricorrente che l'utilizzo di tali apparecchi vada generalmente evitato. Deroghe sono ipotizzabili solo nei casi in cui altri metodi abbiano fallito e laddove non ci sia potenziale danno per la fauna marina.

Industrie del gas e del petrolio

I rumori generati da queste attività sono dovuti principalmente ai progetti di rilevamento sismico (survey geosismici) e, in misura minoritaria, all’installazione delle strutture di perforazione e produzione e a tutte le attività connesse (Simmonds M. et al, 2004).

I survey geosismici hanno lo scopo di caratterizzare il fondale e la struttura e composizione del substrato fino ad alcune centinaia di metri di profondità all’interno del substrato stesso. Al fine di ottenere un’immagine tridimensionale del substrato e di individuare quindi le discontinuità, che possono essere costituite da sacche di gas naturale o di petrolio (quindi idrocarburi fossili in genere), vengono prodotte scariche con tubi pieni di aria compressa (“*airguns*”). Questi sono svuotati di colpo producendo così delle grosse bolle d'aria subacquee che quando implodono producono rumori di forte intensità e bassa frequenza per cicli che durano in continuo per diverse ore. Così facendo, si ottengono delle mappe del substrato e dei suoi spazi, i quali possono essere successivamente esplorati per mezzo di attività di esplorazione al fine di trovare e produrre idrocarburi. I livelli di immissione sonora superano i 260 dB re 1 µPa ad 1 m e sono di solito a frequenze basse e bassissime. Il fatto che gli airguns siano diretti verso

il basso ne limita parzialmente gli effetti immediati, ma la loro modalità operativa (transetti) può causare l'insonificazione pressoché costante di vaste aree. Oltre ai cetacei, sono numerose le specie commerciali di pesce potenzialmente danneggiate da questo tipo di attività, seppur temporanea e a carattere reversibile.

Durante le attività *di perforazione/chiusura mineraria* di un pozzo, le principali sorgenti di rumore, di tipo continuo, sono riconducibili al funzionamento dell’impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary e top drive), dei motori diesel, delle pompe e delle cementatrici.

Dati raccolti durante campagne sperimentali in mare hanno evidenziato che il range di incremento di rumore che si determina nelle vicinanze della piattaforma in fase di perforazione è dell'ordine di 20-25 dB, cioè un valore di 91-96 dB in confronto ai 69 dB assunti come rumore di fondo, alla frequenza di 40 Hz. Tale valore di livello di pressione sonora generato in fase di perforazione risulta comunque molto inferiore alla soglia di disturbo della fauna marina, stimata fra i 120 e i 160 dB.

Sonar militari

Sono oggi considerati i principali responsabili di numerosi spiaggiamenti di massa di cetacei avvenuti a partire dalla fine della seconda guerra mondiale. Questi strumenti sono usati sostanzialmente per le seguenti diverse funzioni:

- come ecoscandagli per verificare la profondità del fondale sotto la chiglia delle navi (>12 KHz, >180 dB re 1 µPa ad 1 m);
- ricerca ASW (*Anti Submarine Warfare*) e sorveglianza (2-57 KHz, >230 dB re 1 µPa ad 1m);
- ricerca mine e ostacoli (25-500 Khz, >220 dB re 1 µPa ad 1 m);
- montati su armi autonome, quali siluri o AUV (15-200 Khz, >200 dB re 1 µPa ad 1 m);
- ricerca di sottomarini in acque profonde. A partire dalla fine degli anni '80 si è aggiunto un nuovo tipo di sonar chiamato LFAS (*Low Frequency Active Sonar*) (<250 Hz, >235 dB re 1 µPa ad 1 m), concepito per la scoperta a largo raggio e capace di insonificare vaste aree con forti intensità. Ad oggi sono poche le marine militari che hanno in funzione questi sistemi; malgrado il dato reale sia riservato, si ritiene che le unità operanti a livello mondiale siano circa 15, di cui potenzialmente una in Mediterraneo. Per quanto attiene alle specie impattate, è noto che le megattere aumentano la frequenza del canto in presenza di LFAS e che un numero elevato di specie ittiche può riportare lesioni anche letali.

  I sonar ASW sono invece considerati la causa scatenante degli spiaggiamenti di massa di cetacei, in particolare della specie Ziphius cavirostris. Si ritiene che oltre al disorientamento causato dai ping sonar, vengano indotte in questi animali sia lesioni da barotrauma, sia lesioni da embolia, dovute a reazioni comportamentali estreme in immersione.

Eolico

Gli impianti di produzione energetica basate sulla forza del vento sono comuni nel Nord Europa.

Nel Mediterraneo non esistono ancora impianti a generazione eolica funzionanti. Peraltro, si assiste a una proliferazione di progetti la cui realizzazione pone seri quesiti in merito all'impatto ambientale in particolare al rumore e alle vibrazioni prodotte sia in fase di cantiere sia in fase di esercizio. Nei windpark realizzati ad esempio in Danimarca si è descritta una serie di suoni a bassa frequenza dovuti alle vibrazioni strutturali delle torri e alla trasmissione dal mezzo aereo del rumore prodotto dalle pale. Quanto questo sia applicabile anche per le acque profonde e più calde del Mediterraneo resta da determinare.

Esplorazioni scientifiche

Queste utilizzano di norma sonar di intensità e frequenza variabili, a seconda dello scopo e dell’oggetto dell’esplorazione stessa. Data la natura puntiforme della maggior parte delle esplorazioni e spesso l'unicità degli apparecchi impiegati si considera l'apporto di inquinamento acustico derivato da queste attività come trascurabile, fatto salvo per quelle investigazioni che impiegano sistemi sismici analoghi a quelli già descritti in precedenza.

1.4.2 I meccanismi fisici che determinano la propagazione delle frequenze e dell’intensità del suono.

L’intensità o la pressione del suono si possono misurare alla sorgente o Source Level (SL) oppure al ricevitore o Received Level (RL). In acustica subacquea i valori della pressione (o dell’intensità) alla sorgente (SL) si riferiscono in genere al valore misurato alla distanza standard di 1 m da essa. Tuttavia spesso, come nel caso di suoni prodotti da animali in libertà, non è possibile misurare l’intensità a tale distanza; quindi solitamente i livelli della sorgente si valutano misurando il Sound Pressure Level (SPL) ad una distanza nota dalla sorgente e poi, calcolando gli effetti di attenuazione dovuti alla propagazione del suono, si risale al valore alla distanza di 1 m dalla sorgente. Pertanto, quando si riporta il valore di Sound Pressure Level (o Sound Intensity Level) alla sorgente (SL), deve essere espressa non solo la pressione di riferimento, ma anche la distanza alla quale essa è stata misurata, per esempio: 20 dB re 1 µPa ad 1m. Il livello di SPL (o SIL) misurato dal ricevente (RL) invece corrisponde al valore del suono nella posizione reale dell’ascoltatore che generalmente è molto distante dalla sorgente del suono.

Il rumore in acqua si propaga con velocità decisamente superiore rispetto all’atmosfera (circa 1500 m/s contro i 340 m/s in aria) con variazioni anche notevoli in rapporto alla salinità, alla temperatura e pressione locale.

Poiché la velocità del suono nell’acqua è circa 4,5 volte maggiore che nell’aria, per ogni frequenza le lunghezze d’onda sono circa 4,5 volte maggiori sotto l’acqua che nell’aria.

In generale, in mare, mentre i rumori ad alta frequenza hanno una capacità di propagazione molto bassa (un rumore emesso ad una frequenza di 100.000 Hz, perde 36 dB di intensità per km), quelli a bassa frequenza (inferiore a 1.000 Hz) mantengono valori di intensità superiori ed hanno una bassa decrescita con la distanza (Roussel, 2002).

Per fornire una valutazione il più possibile quantitativa dell’interferenza del rumore associato ad attività offshore è necessario identificare il livello di rumore prodotto dalle singole sorgenti e l’estinzione del rumore all’aumentare della distanza.

La propagazione del suono da una sorgente in acqua è influenzata dalle variazioni o dalle condizioni di disomogeneità della temperatura, della salinità dell’acqua e del contenuto di gas disciolto e può avvenire sia direttamente, sia attraverso rimbalzi multipli tra la superficie ed il fondale, sia lateralmente attraverso le rocce del fondale per riemergere nell’acqua ad una certa distanza dalla sorgente.

Il rumore di fondo è condizionato, inoltre, da una serie di parametri fisici quali la profondità dell’acqua ed il tipo di substrato. Ad esempio, la velocità del suono aumenta con la temperatura di circa 4,5 m/s per grado, con la salinità di circa 1,3 m/s per ogni millesimo di variazione della salinità e con la profondità di circa 1,70 m/s ogni 100 m.

Inoltre, altro elemento di variabilità consiste nel contributo delle emissioni sonore in aria, che, sebbene in percentuale limitata, si diffondono anche in acqua per i seguenti motivi:

- trasmissione per l’elevata differenza di densità tra aria e acqua;
- presenza di fenomeni di diffrazione;
- riflessione della maggior parte dell’energia sonora da parte della superficie aria-acqua.

Le perturbazioni relative alla generazione di rumore in acqua vengono valutate con riferimento sia al rumore medio a bassa frequenza (valori di controllo e di soglia) che alla **zona di influenza**.

La zona di influenza è definita come l'area sottomarina entro la quale il rumore emesso dalla sorgente sonora supera il rumore ambientale. Per la zona di influenza non sono definibili valori di controllo e di soglia. Per valutare l’area interessata dal rumore prodotto da una sorgente specifica, è necessario conoscere l’intensità della sorgente (es. intensità sonora) ed il coefficiente di perdita per trasmissione (es. la velocità di attenuazione del suono all’aumentare della distanza dalla sorgente).

La velocità del suono varia notevolmente in funzione della latitudine e quindi della temperatura media dell'acqua (**Figura 1-10**).

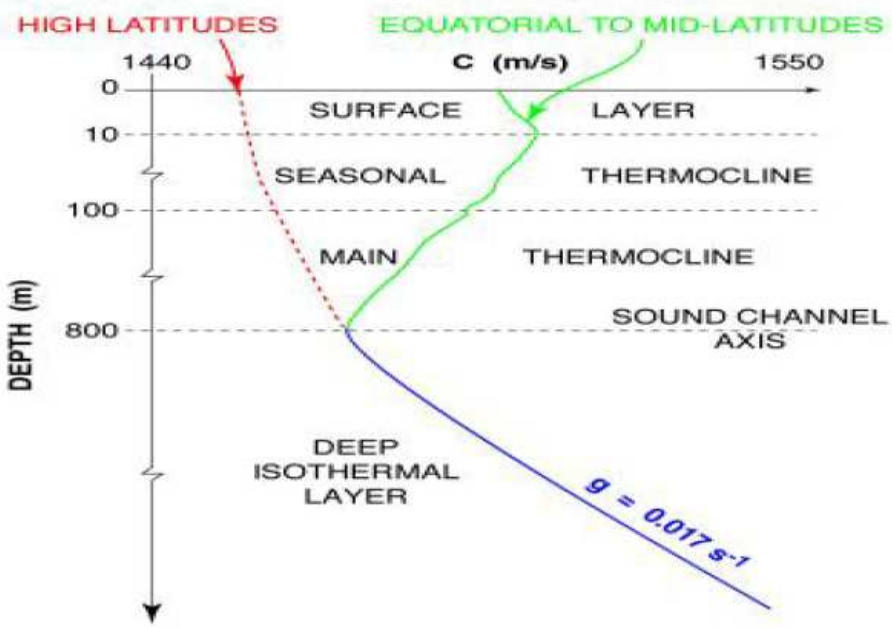


Figura 1-10: Variazione della velocità del suono in acqua di mare in funzione della latitudine (Urick, 1983)

Al fine di individuare la zona di influenza, è necessario conoscere il rumore di fondo dell’ambiente marino d’interesse. Uno tra i primi studi condotti sul rumore ambientale nei sistemi marini, e che tutt'oggi costituisce ancora un valido punto di riferimento è stato condotto negli anni ‘60 da Wenz (Wenz 1962) ed è riassunto nella **Figura 1-11**. Da questo grafico si può notare come le varie sorgenti naturali, a carattere sia intermittente che continuo, abbracciano una porzione considerevole dello spettro sonoro, andando dai pochi Hz fino alle centinaia di kHz.

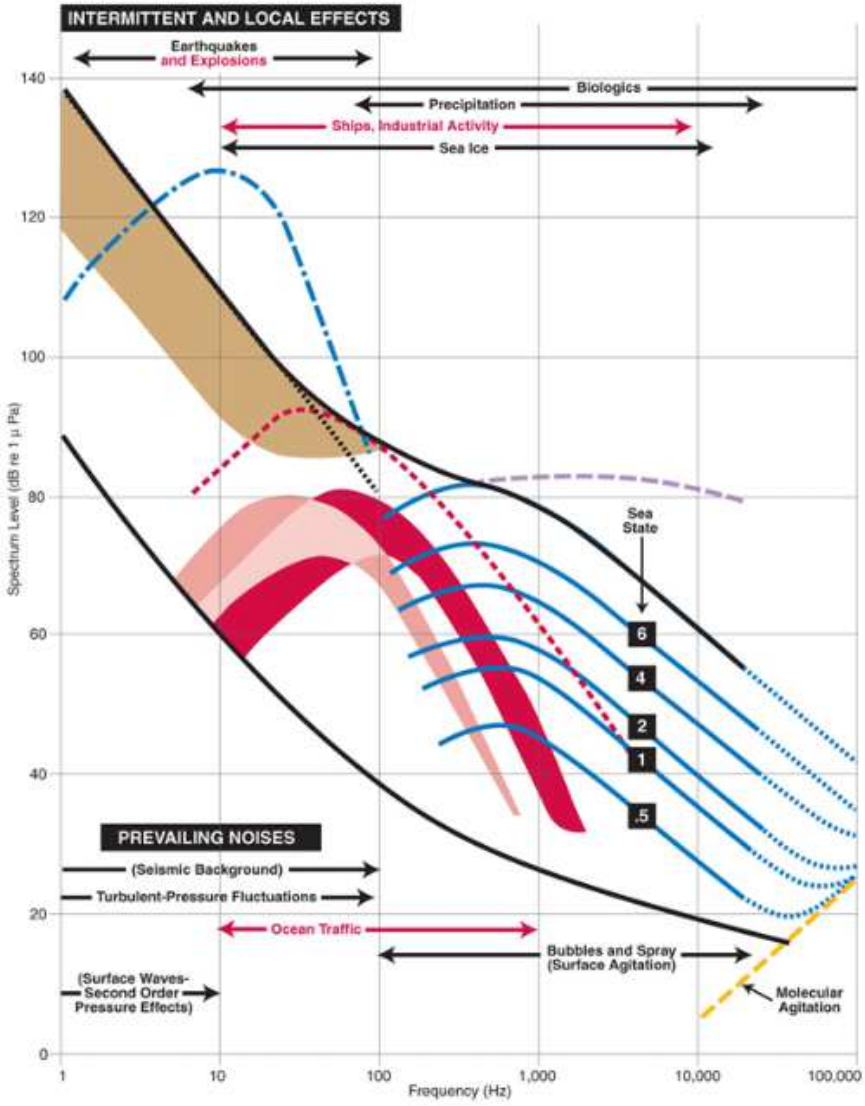


Figura 1-11: tipici livelli sonori del rumore di fondo in oceano a diverse frequenze, misurati da Wenz (1962)

Il livello di rumore nella banda delle basse frequenze (1-10 Hz) è principalmente il risultato delle fluttuazioni turbolente della pressione oceanica e dell’influenza del vento in superficie.

Nella banda compresa tra i 10 Hz e 100 Hz il livello di rumore dipende pesantemente dalla densità delle navi e delle attività industriali. I livelli sono tipicamente nel range dei 60-90 dB, con delle piccole variazioni in funzione della frequenza. Il rumore nella banda delle frequenze tra 100 Hz e 1 kHz è dominato dal traffico navale con intensità che diminuisce all’aumentare della frequenza. Un contributo significativo si ha anche dall’agitazione della superficie del mare. Esso diventa dominante al di sopra della frequenza di 100 kHz, a meno che siano presenti mammiferi marini o la pioggia. Dopo questo

range di frequenze, il rumore è determinato dal movimento casuale delle molecole, conosciuto come “thermal noise”.

Al fine di individuare uno spettro di rumore ambientale medio rappresentativo (**Figura 1-12**), per semplificazione, possono essere utilizzate le curve rappresentate nella precedente **Figura 1-11**, adattate da Wenz, che mostrano differenti condizioni di “traffico navale” e “velocità del vento”. Quando sono presenti più di una sorgente (traffico navale e rumore del vento ad esempio), il rumore effettivo di background si ottiene sommando i contribuiti (intensità) delle diverse sorgenti tramite la seguente formula:

$$\oplus = 10 \log_{10} \sum_{i=1}^{n} 10^{L_i/10}$$

dove

Li è il livello della i-esima sorgente di rumore (dB) e n è il numero di sorgenti di rumore.

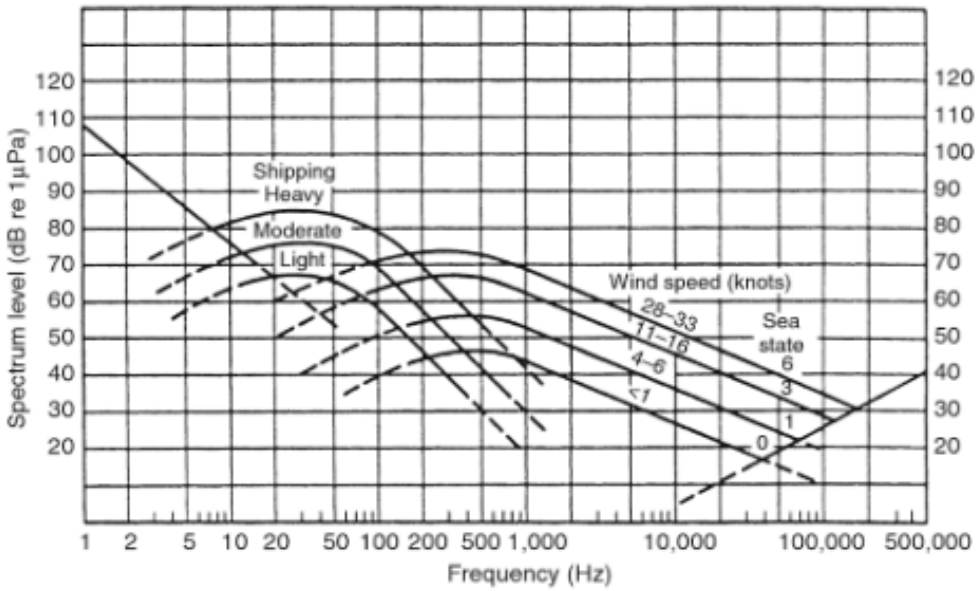


Figura 1-12: spettro del rumore medio in acque profonde (Urick, 1983; Principles of Underwater Sound, 3rd edn)

Relativamente alla propagazione del suono, “la **perdita per attenuazione geometrica** è l’indebolimento geometrico di un segnale sonoro che si verifica quando diffonde da una sorgente.

In particolare, la diminuzione di pressione con l'aumentare della distanza dalla sorgente è sferica fino ad una distanza che è approssimativamente equivalente alla profondità dell'acqua (**Figura 1-13**).

A distanze maggiori (R=distanza tra sorgente e ricevitore) l’attenuazione (transmission loss, TL) passa da un fattore 20 log R (attenuazione di tipo sferico) a 10 log R (attenuazione di tipo cilindrico). In acque poco profonde quando la distanza in orizzontale dalla sorgente diventa molto maggiore di quella verticale, il suono si propaga attraverso un canale delimitato dal fondo del mare e dalla superficie della tavola d’acqua. Il suono dunque, lascia la sorgente con onde sferiche, colpendo il fondo e la superficie viene riflesso, e si generano onde che contribuiscono a rinforzare quelle che proseguono in direzione orizzontale e che sviluppano onde cilindriche.

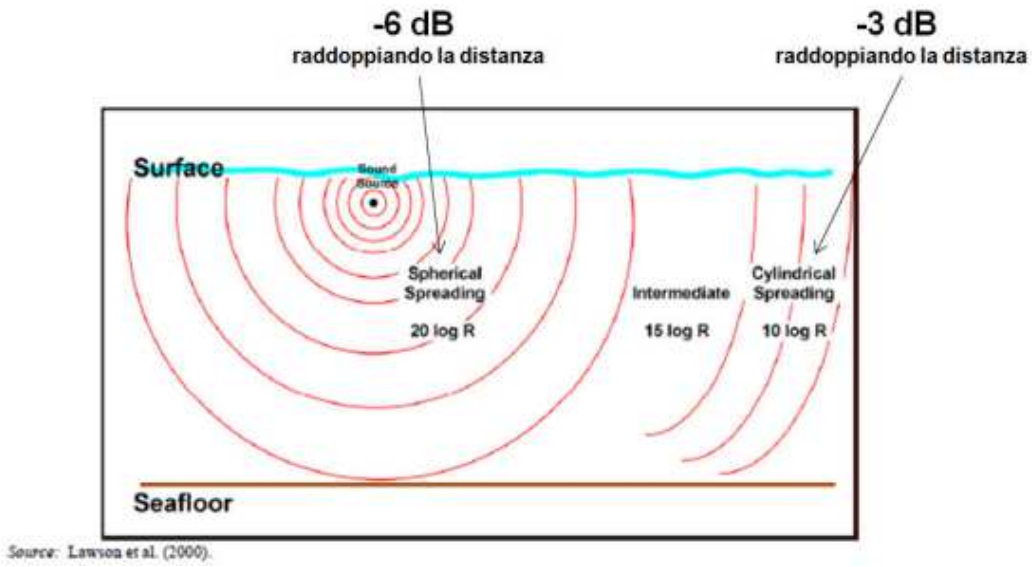


Figura 1-13: Rappresentazione schematica della attenuazione sonora sottomarina in funzione della sola distanza dalla sorgente (Lawson et al, 2000)

Per quanto riguarda invece l’**attenuazione in funzione della frequenza**, ogni frequenza si attenua nel suo viaggio tra sorgente e ricevitore in maniera diversa, dove vale che le frequenze più basse (ossia quelle con la maggior lunghezza d'onda, infatti λ=c/υ, dove λ è la lunghezza d'onda, c’è la velocità del suono in mare e υ è la frequenza) si attenuano meno rispetto a quelle più alte (che hanno quindi lunghezze d'onda più corte).

Tale attenuazione può essere descritta attraverso l’equazione di Beer: una legge di decadimento di tipo esponenziale, che descrive l’attenuazione per assorbimento del segnale acustico in funzione della distanza dalla sorgente.

L’equazione è la seguente:

$$\frac{dI}{dR} = -a \cdot I \rightarrow I = I_0 \cdot e^{-av \cdot R}$$

dove:

- I è l’intensità dell’onda acustica [dB]
- R è la distanza dalla sorgente espressa in km
- av è il coefficiente di attenuazione, tipico per ciascuna frequenza (v, [Hz]), espresso in [dB/km]

Il coefficiente di attenuazione a_v presenta una dipendenza di tipo quadratico con la frequenza; per l’attenuazione in acqua di mare il valore del coefficiente di attenuazione può essere approssimato come segue:

$$a_v = 1{,}5 \cdot 10^{-8} \cdot v^{2”}$$

1.4.3 Il ruolo biologico dei suoni per i principali taxa di animali marini

I suoni prodotti dagli organismi marini hanno le frequenze più disparate: da 0,1 Hz a oltre 200 kHz. A causa delle proprietà del mezzo liquido, i suoni a bassa frequenza sono quelli che si propagano per distanze maggiori in mare. Conseguentemente, i suoni con frequenze comprese tra 1 e 20 Hz sono di norma utilizzati per la comunicazione a grandi distanze, mentre i suoni con frequenza più alta (10 - 200 kHz) sono prodotti per la comunicazione a corto raggio. Nei cetacei, i suoni a bassa e ad alta frequenza sono prodotti, oltre che per comunicare, per orientarsi nello spazio e per la ricerca delle prede (ecolocalizzazione).

Molti organismi marini emettono e percepiscono i suoni per adattarsi al loro ambiente. Alcuni di essi utilizzano i suoni in modo “passivo”, altri in modo “attivo”.

L’uso passivo del suono si ha quando un animale non genera attivamente impulsi sonori ma si limita a rispondere sul piano comportamentale alla loro ricezione. La ricezione dei suoni ambientali permette loro di:

- individuare i predatori;
- individuare e catturare le prede;
- percepire la vicinanza di organismi conspecifici;
- navigare e orientarsi;
- percepire i cambiamenti delle condizioni ambientali (maree, correnti);
- individuare fonti di cibo.

Gli animali che utilizzano il suono in modo attivo sono in grado di produrre impulsi per interagire attivamente con l’ambiente e con gli altri individui (conspecifici e interspecifici). L’uso attivo del suono consente di:

- comunicare con i conspecifici durante l’accoppiamento, la ricerca del cibo, le lotte per il territorio e i ranghi sociali;
- orientarsi e navigare su lunghe distanze per mezzo dell’ecolocalizzazione;

- stordire e catturare la preda;
- produrre segnali di allarme per avvertire i conspecifici della presenza di un pericolo;
- distrarre e spaventare un predatore per sfuggire da esso.

I meccanismi di produzione del suono nei diversi gruppi animali sono solo in parte noti. Tra quelli conosciuti possiamo citare:

- lo sbattimento meccanico di denti o piastre;
- lo sfregamento di ossa, denti o valve delle conchiglie;
- la compressione e decompressione della vescica natatoria mediante muscoli specializzati;
- l'oscillazione del corpo;
- la distribuzione di fluidi o gas all'interno del corpo mediante organi adibiti alla produzione del suono;
- l'emissione forzata di fluidi o gas al di fuori del corpo.

Risulta evidente come l'utilizzo dei suoni rivesta un ruolo biologico fondamentale per molti organismi marini e quindi sia di primaria importanza mantenere il rumore di fondo negli oceani entro livelli che garantiscano il continuo e ininterrotto scambio di informazioni tra gli organismi che li abitano. Per alcuni animali come i cetacei, l'importanza dell'udito è paragonabile a quella della vista nell'uomo e garantire loro la possibilità di continuare a servirsi dei suoni equivale a garantirne la sopravvivenza.

Nel documento dell'ISPRA "*Linee guida per lo studio e la regolamentazione del rumore di origine antropica introdotto in mare e nelle acque interne (Parte prima). J.F. Borsani, C. Farchi*" nel capitolo III, viene descritto il ruolo biologico dei suoni per i principali taxa di organismi marini (Cetacei, Pesci ossei, Pesci cartilaginei, Crostacei, Molluschi, Cnidari) presenti nei nostri mari.

1.4.4 I potenziali effetti sulla fauna acquatica ed i livelli di rumore oltre ai quali possono verificarsi effetti negativi sui mammiferi marini

Normalmente il comportamento degli animali li porta ad evitare aree rumorose. Quando gli animali, per qualunque ragione, non riescono ad evitare una fonte di rumore, possono essere esposti a condizioni acustiche capaci di produrre effetti negativi, che possono andare dal disagio e stress fino al danno acustico vero e proprio con perdita di sensibilità uditiva, temporanea o permanente. I rumori a bassa frequenza di sensibile entità sono potenzialmente in grado di indurre sia un allontanamento dell'ittiofauna, che un'interferenza con le normali funzioni fisiologiche e comportamentali di alcune specie. L'esposizione a rumori molto forti può essere la causa di danni fisici ad altri organi oltre che a quelli uditivi. L'esposizione prolungata a rumori, può comportare, inoltre, effetti all'apparato uditivo legati alla variazione temporanea o permanente della soglia uditiva. La variazione temporanea della soglia uditiva è stata studiata solo per poche specie di mammiferi marini, inoltre, non è ben noto il tasso di crescita di tale effetto sull'apparato uditivo all'aumentare dell'esposizione al rumore. L'aumento del

rumore di fondo dell'ambiente, così come la riduzione di sensibilità uditiva, può ridurre la capacità degli animali di percepire l'ambiente, di comunicare e di percepire i deboli echi dei loro impulsi di biosonar. Nella seguente tabella sono riassunti i possibili effetti dell'inquinamento acustico sulla fauna marina.

Tabella 1-1: Potenziale impatto e relativo effetto del rumore in ambiente marino a livello della fauna acquatica (Jasny et al., 2005)

Impatto	Tipo di danno
Fisiologico	
Non uditivo	Danni ai tessuti corporei (emorragie interne, rottura del tessuto polmonare) Embolia (e altri sintomi legati alla malattia da decompressione)
Uditivo	Danni al sistema uditivo (rottura della finestra ovale o rotonda alla soglia dell'orecchio interno che può risultare letale; rottura del timpano) Effetti vestibolari (vertigini, disorientamento, perdita dell'equilibrio) Diminuzione permanente della capacità uditiva (PTS – innalzamento permanente del livello di soglia) Diminuzione temporanea della capacità uditiva (TTS – innalzamento temporaneo del livello di soglia)
Legato allo stress	Vitalità compromessa degli individui Soppressione del sistema immunitario e maggiore vulnerabilità a malattie Diminuzione del tasso riproduttivo
Comportamentale	Spiaggiamento Interruzione di comportamenti abituali (alimentazione, riproduzione, etc.) Perdita di efficienza nell'accoppiamento (richiami meno efficienti) e nell'alimentazione (immersioni meno produttive) Antagonismo nei confronti di altri animali Allontanamento dall'area (a breve o lungo termine)
Percettivo	Mascheramento dei segnali acustici necessari alla comunicazione con gli altri membri della stessa specie Mascheramento di altri suoni biologicamente importanti, come quelli emessi dai predatori Interferenza con la capacità di ecolocalizzare
Cronico	Impatti cumulativi e sinergici Ipersensibilità al rumore Assuefazione al rumore (gli animali rimangono nelle vicinanze di livelli di suono dannosi)
Effetti indiretti	Degradazione della qualità e della disponibilità di habitat Disponibilità ridotta di prede

Nel corso degli anni diversi autori (ad es. Malme et al. 1983, Richardson et al. 1995, US National Marine Fisheries Service (NMFS) 2006, Southall et al. 2007) hanno cercato di stabilire livelli sonori critici e criteri di rischio.

Nella seguente tabella sono indicate le caratteristiche acustiche delle diverse specie di mammiferi marini - cetacei a bassa, media e alta frequenza

Tabella 1-2: I tre gruppi di mammiferi marini (cetacei a bassa, media ed alta frequenza) suddivisi a seconda delle caratteristiche acustiche (modificato da Southall et al., 2007)

Functional hearing group	Estimated auditory bandwidth	Genera represented (Number species/subspecies)	Frequency-weighting network
Low-frequency cetaceans	7 Hz to 22 kHz	*Balaena, Caperea, Eschrichtius, Megaptera, Balaenoptera* (13 species/subspecies)	M_{lf} (lf: low-frequency cetacean)
Mid-frequency cetaceans	150 Hz to 160 kHz	*Steno, Sousa, Sotalia, Tursiops, Stenella, Delphinus, Lagenodelphis, Lagenorhynchus, Lissodelphis, Grampus, Peponocephala, Feresa, Pseudorca, Orcinus, Globicephala, Orcaella, Physeter, Delphinapterus, Monodon, Ziphius, Berardius, Tasmacetus, Hyperoodon, Mesoplodon* (57 species/subspecies)	M_{mf} (mf: mid-frequency cetaceans)
High-frequency cetaceans	200 Hz to 180 kHz	*Phocoena, Neophocaena, Phocoenoides, Platanista, Inia, Kogia, Lipotes, Pontoporia, Cephalorhynchus* (20 species/subspecies)	M_{hf} (hf: high-frequency cetaceans)

Nelle successive tabelle sono riportati i valori soglia per i diversi tipi di suono che originano le prime significative risposte comportamentali nei diversi gruppi di cetacei. Sono riportati anche i valori soglia elaborati per la perdita permanente (PTS) e temporanea (TTS) di sensibilità uditiva; le capacità uditive ed i range di frequenza percepiti dai diversi potenziali ricettori biologici, sono differenti per le diverse specie.

Tabella 1-3: Valori soglia per diversi tipi di rumore (impulsi singoli, multipli e non impulsivi) capaci di originare le prime significative risposte comportamentali in diverse specie di mammiferi marini (modificato da Southall et al. 2007)

Valori soglia per Impulsi singoli (tipo battipali):
Sound exposure levels SEL: 183 dB re: 1 µPa2-s
Valori soglia per Impulsi multipli (tipo survey geosismici):
Cetacei bassa frequenza: 120 dB re: 1 µPa RL (RMS/pulse duration)
Cetacei media frequenza: 90-180 dB re: 1 µPa RL (RMS/pulse duration)
Cetacei alta frequenza: non applicabile
Valori soglia per rumori non impulsivi (tipo perforazione, navi etc):
Cetacei bassa frequenza: 100-110 dB re: 1 µPa RMS SPL
Cetacei media frequenza: 110-120 dB re: 1 µPa RMS SPL
Cetacei alta frequenza: 140-150 dB re: 1 µPa RMS SPL

Tabella 1-4: Valori soglia per mammiferi marini esposti a diversi tipi di rumore (impulsi singoli, multipli e non impulsivi) capaci di originare perdita permanente (PTS) di sensibilità uditiva (injury criteria) (Modificato da Southall et al. 2007)

Marine mammal group	Sound type		
	Single pulses	Multiple pulses	Non-pulses (includes continuous noise)
Low-frequency cetaceans			
Sound pressure level	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)
Sound exposure level	198 dB re: 1 μPa^2-s	198 dB re: 1 μPa^2-s	215 dB re: 1 μPa^2-s
Mid-frequency cetaceans			
Sound pressure level	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)
Sound exposure level	198 dB re: 1 μPa^2-s	198 dB re: 1 μPa^2-s	215 dB re: 1 μPa^2-s
High-frequency cetaceans			
Sound pressure level	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	230 dB re: 1 µPa (peak)(flat)
Sound exposure level	198 dB re: 1 μPa^2-s	198 dB re: 1 μPa^2-s	215 dB re: 1 μPa^2-s

Tabella 1-5: Valori soglia per mammiferi marini esposti a diversi tipi di rumore (impulsi singoli, multipli e non impulsivi) capaci di originare perdita temporanea (TTS) di sensibilità uditiva (Modificato da Southall et al. 2007)

Marine mammal group	Sound type		
	Single pulses	Multiple pulses	Non-pulses
Low-frequency cetaceans			
Sound pressure level	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)
Sound exposure level	183 dB re: 1 μPa^2-s	183 dB re: 1 μPa^2-s	195 dB re: 1 μPa^2-s
Mid-frequency cetaceans			
Sound pressure level	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)
Sound exposure level	183 dB re: 1 μPa^2-s	183 dB re: 1 μPa^2-s	195 dB re: 1 μPa^2-s
High-frequency cetaceans			
Sound pressure level	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)	224 dB re: 1 µPa (peak)(flat)
Sound exposure level	183 dB re: 1 μPa^2-s	183 dB re: 1 μPa^2-s	195 dB re: 1 μPa^2-s

Al fine di prevenire possibili disturbi fisici e comportamentali sui cetacei, l'International Marine Animal Trainers' Association (IMATA) ha definito dei valori di soglia di esposizione al rumore, in relazione alla sensibilità uditiva dei cetacei per le basse, medie e alte frequenze sonore ("Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Inizial Scientific Racommendations", Anno 2007).

Per i cetacei sensibili alle basse frequenze, nel caso di rumori continui/non impulsivi, l'analisi dell'IMATA è stata effettuata combinando i risultati dei numerosi studi condotti tra gli anni Ottanta e l'anno 2004 (Baker et al., 1982; Malme et al., 1983, 1984, 1986; Richardson et al., 1990b; McCauley et al., 1996; Biassoni et al., 2000; Croll et al., 2001; Palka & Hammond, 2001; Nowacek et al., 2004). I risultati ottenuti hanno rilevato una variabilità di risposta all'esposizione al rumore in funzione di molteplici fattori, quali la tipologia di sorgente sonora e la distanza dalla fonte di esposizione.

Sulla base del "Marine Mammal Protection Act" (MMPA) del 1972 che divide i disturbi possibili in due categorie fondamentali:

- Livello A: livello proprio di tutte quelle attività che possono nuocere agli animali. Il rumore può provocare la perdita permanente o temporanea dell'udito;
- Livello B: livello proprio di tutte quelle attività che possono potenzialmente arrecare disturbo (per esempio a livello comportamentale),

Il National Marine Fisheries Service Office of Protected Resources (NMFS/OPR) ha cercato di fornire alcune linee guida per limitare l'esposizione al rumore (Bowles e Graves S. K., 2007) definendo i seguenti limiti-guida[1]:

[1] Limiti specificatamente identificati nello studio per il traffico navale associato al *Trans Alaska Pipeline System* (TAPS), ma riportati a scopo esemplificativo.

- 120 dB alla pressione di riferimento di 1µPa RMS SPL (Root-mean-square Sound Pressure Level) per la prevenzione del Livello B durante l’esposizione a rumori continui o intermittenti;
- 160 dB alla pressione di riferimento di 1µPa RMS SPL per la prevenzione del Livello B durante l’esposizione a sorgenti di rumore pulsanti;
- 180 dB alla pressione di riferimento di 1µPa per la prevenzione del Livello A in tutti i mammiferi marini.

Tali parametri sono confermati da dati di letteratura scientifica, infatti gli studi evidenziano che i piccoli odontoceti mostrano segni di allarmismo (paragonabile, pertanto, al Livello B sopra citato) per livelli di intensità compresi tra i 140 - 150 dB (Roussel, 2002) e che i tursiopi cominciano a mostrare una temporanea perdita di udito (assimilabile al Livello A, con specifico riferimento a questo gruppo di odontoceti) per livelli di pressione sonora tra i 192 ed i 201 dB (re 1 µPa), a seconda della frequenza) (Perry, 1998).

Per quanto concerne le tartarughe marine, studi scientifici hanno dimostrato la loro minore sensibilità alle emissioni sonore rispetto ai mammiferi (Thomson et alii, 2000). I limitati studi bibliografici relativi all’udito delle tartarughe marine suggeriscono una più elevata sensibilità uditiva a frequenze dell’ordine di 250 - 700 Hz ed una certa sensibilità a frequenze minime, nell’ordine dei 60 Hz (Ridgway et al., 1969; O’Hara & Wilcox, 1990; Moein - Bartol et al., 1999).

Esperimenti di esposizione controllata su tartarughe in cattività dimostrano un incremento nella velocità del nuoto e nei comportamenti erratici che indicano la fuga rispetto alla ricezione di livelli di rumore di 166 - 176 dB a 1 µPa (O’Hara & Wilcox 1990; McCauley et al. 2000) quindi valori molto più elevati rispetto a quelli generati durante la perforazione.

Per quanto riguarda il progetto Donata 4 DIR per determinare l’impatto acustico sui mammiferi marini in fase di perforazione si è fatto riferimento allo studio “Impact Assessment for exploratory and appraisal drilling activities”, IOSEA 2007.

Le emissioni sonore possono variare anche notevolmente in funzione della tipologia di impianto di perforazione. In particolare, per gli impianti di perforazione con utilizzo offshore, gli impianti del tipo semisommergibile, sono sensibilmente più rumorosi rispetto alle piattaforme fisse (come il Jack – up drilling rig previsto per il progetto Donata 4 DIR), in quanto è maggiore la superficie di contatto con l’acqua e vi è il contributo del rumore generato dalle vibrazioni dei macchinari utilizzati per mantenere l’impianto in posizione. Anche le drill ships producono un rumore nettamente maggiore rispetto al Jack-up drilling rig. La **Tabella 1-6**, riporta un elenco di alcuni tipi di sorgenti di rumore antropico generato da attività offshore, con un confronto anche tra diverse tipologie di impianti di perforazione.

Tabella 1-6: caratteristiche di emissione sonora per vari tipi di attività offshore (Evans & Nice, 1996; Richardson et al, 1995, rielaborato da IOSEA, 2007)

Activity	Frequency range (kHz)	Average source level (dB re 1µPa-m)	Estimated received level at different ranges (km) by spherical spreading[a]			
			0.1 km	1 km	10 km	100 km
High resolution geophysical survey; pingers, side-scan, fathometer	10 to 200	<230	190	169	144	69
Low resolution geophysical seismic survey; seismic air gun	0.008 to 0.2[b]	248	210[c]	144[c]	118[c]	102[d]
			208	187	162	87
Production drilling	0.25	163	123	102	77	2
Jack-up drilling rig	0.005 to 1.2	85 to 127	45 to 87	24 to 66	<41	0
Semi-submersible rig	0.016 to 0.2	167 to 171	127 to 131	106 to 110	81 to 85	6 to 10
Drill ship	0.01 to 10	179 to 191	139 to 151	118 to 130	93 to 105	18 to 30
Large merchant vessel	0.005 to 0.9	160 to 190	120 to 150	99 to 129	74 to 104	<29
Military vessel	-	190 to 203	150 to 163	129 to 142	104 to 117	29 to 42
Super tanker	0.02 to 0.1	187 to 232	147 to 192	126 to 171	101 to 146	26 to 71

[a] *Spherical spreading is calculated using the formula presented in Section 7.1.3, except where indicated differently.*
[b] *Seismic surveys produce occasional sounds with frequencies of 1 to 22 kHz (Evans, 1998)*
[c] *Actual measurements in St George's Channel, Irish Sea.*
[d] *Extrapolated figure as presented by Evans & Nice, 1996.*

Essa mostra una stima dei livelli di pressione sonora ricevuti a diverse distanze dalla sorgente nell'ambiente marino, considerando l'assunzione di onde di propagazione di tipo sferico. Per un impianto di perforazione di tipo Jack up, in particolare, il range di frequenza può variare da 5 Hz a 1,2 kHz, il livello di emissione sonora può variare in media da 85 a 127 dB re 1 µPa–m; già a 100 m di distanza dall'impianto, si evidenzia che il livello di pressione sonora ricevuto si abbatte notevolmente.

Nella

Tabella 1-7 sono riportate le specie di cetacei presenti nei mari italiani e il corrispettivo range di frequenza dei loro segnali acustici.

Da diverse attività di monitoraggio sui cetacei, svolte da CNR-ISMAR presso l'area di interesse è emerso che tra i mammiferi marini potenzialmente presenti nella zona in esame vi sono la balenottera comune, il tursiope, la Stenella Striata e il delfino comune. Come si evince dalla seguente tabella, questi animali sono in grado di produrre suoni a frequenze molto diverse, in un range che si estende da suoni a frequenza inferiore ai 20 Hz (campo infrasuoni) a suoni a frequenza maggiore di 20 kHz (campo ultrasuoni). Nello specifico la balenottera comune emette e riceve segnali acustici prevalentemente nel range di frequenza pari a 10 Hz - 80 Hz, il tursiope con un range di 4 kHz-130 kHz, la Stenella Striata con segnali acustici compresi nel range di 4 kHz – 65 kHz e il delfino comune nel range di 2 kHz – 67 kHz.

Tramite l'uso di un impianto di perforazione del tipo Jack-up drilling unit quindi l'unica tipologia che potrebbe eventualmente essere disturbata sarebbe la balenottera comune in quanto utilizza un range di frequenze compreso all'interno del range di emissione dell'impianto.

Tabella 1-7: Specie di cetacei presenti nei mari italiani (ISPRA "Linee guida per lo studio e la regolamentazione del rumore di origine antropica introdotto in mare e nelle acque interne (Parte prima" J.F. Borsani, C.Farchi).

	Specie	Nome comune	Dimensioni	Habitat	Segnali acustici prevalenti (*range* di frequenza)
Misticeti	*Balaenoptera physalus*	Balenottera comune	20-25 m ca.	Pelagica; di scarpata profonda	10 Hz - 80 Hz
Odontoceti	*Physeter macrocephalus*	Capodoglio	12-18 m ca.	Di scarpata profonda	200 Hz - 32 kHz
	Ziphius cavirostris	Zifio	6 m ca.	Pelagico; di scarpata profonda	20-150 kHz
	Globicephala melas	Globicefalo	5-6 m ca.	Pelagico	1 kHz - 65 kHz
	Grampus griseus	Grampo	3,5 m ca.	Di scarpata profonda	2 kHz - 16 kHz
	Tursiops truncatus	Tursiope	3 m ca.	Costiero	4 kHz - 130 kHz
	Stenella coreuleoalba	Stenella striata		Pelagica; di scarpata profonda	4 kHz - 65 kHz
	Delphinus delphis	Delfino comune	2 m ca.	Costiero; di scarpata profonda	2 kHz - 67 kHz

Per la descrizione del rumore di fondo ambientale nell'area vasta di progetto è stata quindi analizzata una frequenza di 40 Hz, valore medio nell'intervallo di frequenza alla quale è sensibile la balenottera comune (10-80 Hz).

A 40 Hz, il rumore provocato dalla velocità del vento risulta trascurabile, per tale motivo si è considerato solo il contributo derivante dal traffico navale. Nonostante l’area in esame sia moderatamente trafficata (come evidenziato nel Capitolo 4 Quadro di Riferimento Ambientale), si è scelto di valutare cautelativamente un traffico leggero. In tal modo, a 40 Hz si ottiene un livello sonoro pari a circa 69 dB re 1µPa.

E’ fondamentale evidenziare come tale valore sia estremamente cautelativo per diversi motivi:

- il grafico di **Figura 1-12** rappresenta il rumore in acque profonde mentre nel caso in esame si stanno valutando acque poco profonde (sulla base della definizione di Wenz), quindi i livelli sonori dovrebbero essere incrementati di 2-3 dB; la zona oggetto di studio non è soggetta a un traffico leggero ma molto più probabilmente è soggetta a un traffico moderato;
- i valori presenti nel grafico di **Figura 1-12** sono riferiti al rumore subacqueo negli anni ‘60. Diversi studi hanno dimostrato come i livelli di rumore ambientale siano notevolmente incrementati negli anni a causa principalmente dell’aumento del traffico navale. Ad esempio, Andrew et al. (2002) hanno comparato le misure dei livelli sonori eseguite in Point Sur, California dal 1994 al 2001 con quelle ottenute nello stesso luogo da Wenz tra il 1963 e il 1965 (Wenz, 1969). Il risultato delle loro analisi indicò un aumento di circa 0.3 dB all’anno dai 20 agli 80 Hz.

Inoltre, si riporta un valore di rumore di fondo registrato nell’area protetta di Miramare pari a 97 dB re 1 µPa (Codarin et al., 2009. Effects of ambient and boat noise on hearing and communication in three fish species living in a marine protected area (Miramare, Italy)). Lo studio è stato mirato a valutare gli effetti generati dalle emissioni sonore da traffico navale presente nella riserva del WWF di Miramare sulla fauna marina. Il sito è ubicato vicino ad un porto turistico caratterizzato da elevato traffico navale e a meno di 8 km dalla città di Trieste, un importante porto con più di 48 milioni di tonnellate di traffico di navi all'anno. Sono state condotte diverse misurazioni, sia durante il giorno che durante la notte, a diverse profondità del fondale. Il livello continuo equivalente registrato nell’area è stato di 97 dB re 1 µPa. Questo esempio è stato riportato per mostrare come la scelta del livello di fondo preso a riferimento sia molto conservativa. E’ ragionevole pensare che le specie marine presenti nell’area di studio, considerando il livello di traffico che caratterizza l’Adriatico, siano abituate ad un clima acustico di fondo ben più elevato, essendo già influenzato da rumori antropici.”

Considerando cautelativamente il valore di emissione sonora massimo di 127 dB indicato nella **Tabella 1-6** dello Studio di IOSEA 2007, sono stati calcolati con l’equazione di Beer i valori di livello sonoro a differenti distanze dalla sorgente. Non avendo a disposizione dati riguardanti lo spettro di frequenze all’interno del quale si distribuiscono i 127 dB, si è scelto di eseguire i calcoli assumendo (seppur in maniera assolutamente altamente cautelativa) che tutti i 127 dB siano concentrati alla frequenza di 40 Hz (la stessa utilizzata per la definizione del rumore di fondo).

Al fine di perfezionare inoltre i valori presenti nella **Tabella 1-6** dello studio IOSEA 2007, i quali considerano soltanto una propagazione di tipo sferico, è stato anche assunto che:

- fino a 85 m di distanza (valore scelto in quanto pari all’altezza della colonna d’acqua), il suono diffonda sfericamente; è stato quindi valutata una perdita per divergenza sferica pari a 20 log R.
- tra 85 m e 200 m il suono diffonda con un’attenuazione intermedia tra quella relativa alla propagazione sferica e alla propagazione cilindrica, pari a 15 log R
- per distanze >200 m si è considerata una propagazione cilindrica; il suono diffonde con un’attenuazione pari a 10 log R.

Nelle seguenti tabelle vengono indicati: la perdita per divergenza geometrica (Spreading Loss), l’attenuazione dovuta alla frequenza (Beer) e i livelli sonori finali, in funzione della distanza dalla sorgente.

Tabella 1-8: Livelli sonori in funzione della distanza a 40Hz

R (miglia)	Perdita per divergenza geometrica (dB)	Perdita secondo Beer (40 Hz)	Livelli sonori alla distanza R (dB)
0,00054			127
0,54	-51,15	-0,00	75,85
1	-54,16	-0,00	72,83
2,7	-58,14	-0,01	68,85

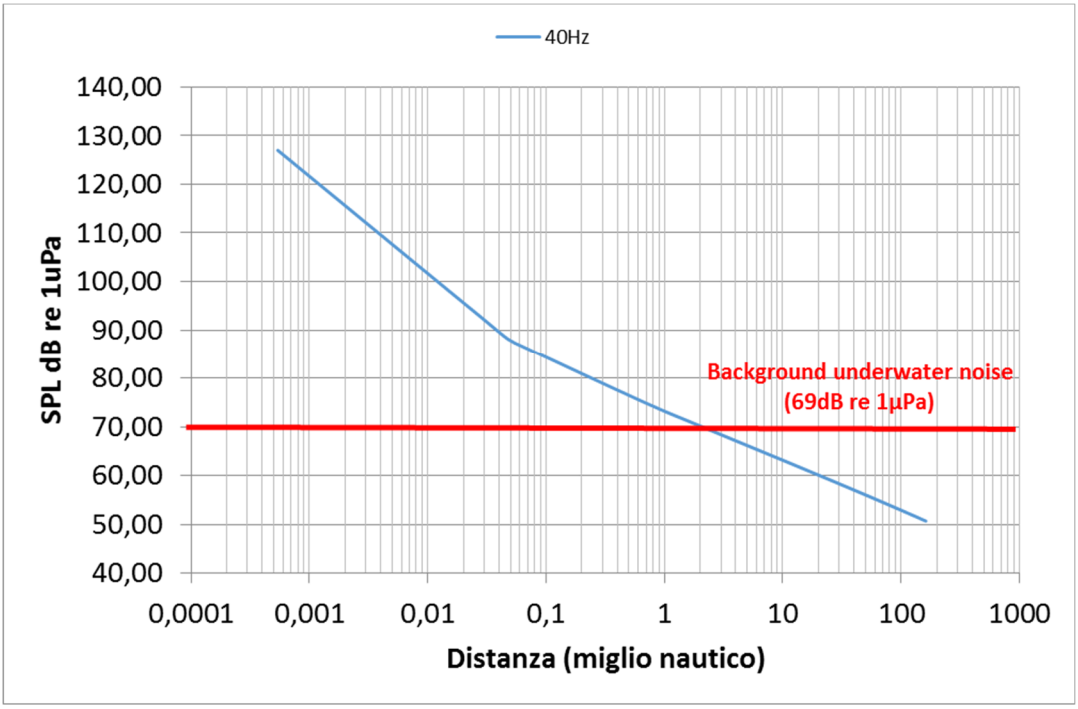


Figura 1-14: Stima della propagazione del rumore associato all’impianto di perforazione nell’ipotesi di spettro semplificato

Considerando quindi il valore di emissione sonora massimo di 127 dB indicato nella **Tabella 1-6** dello Studio di IOSEA 2007, ed una colonna d’acqua di 85 m, per mezzo delle leggi di attenuazione precedentemente descritte, è possibile stimare approssimativamente una distanza (R) pari a circa 2,7 miglia alla quale il rumore prodotto dall’impianto di perforazione si attenua fino a raggiungere il rumore di fondo ipotizzato pari a 69 dB re 1µPa. Si evidenzia inoltre che in realtà la zona di influenza avrebbe una dimensione inferiore in quanto è stato approssimato che il valore di 127 dB sia concentrato alla frequenza di 40Hz.

Le considerazioni sull’entità e la diffusione delle emissioni sonore generate dall’impianto di tipo jack-up hanno lo scopo di chiarire come le attività di perforazione in senso stretto non comportino immissioni acustiche che possano essere considerate rilevanti in quanto la zona interessata dal progetto risulta essere già interessata dal traffico navale.

Le ulteriori sorgenti emissive attive durante la fase di perforazione sono riconducibili ai mezzi navali a supporto delle operazioni. Per queste sorgenti si consideri che i mezzi in movimento (supply vessel), utilizzati per il rifornimento di materiali e personale da/per la costa, produrranno perturbazioni analoghe a quelle generate dal normale traffico marittimo attivo nell’area vasta in esame.

Al termine dell’attività di perforazione, il pozzo Donata 4 DIR sarà allacciato alla produzione sulla piattaforma esistente Emilio. L'allaccio del pozzo Donata 4 non implicherà l’installazione di apparecchiature aggiuntive, bensì saranno utilizzate quelle esistenti presenti sulla piattaforma Emilio.

A bordo della piattaforma Emilio, le uniche sorgenti di rumore sono rappresentate da:

- sistema di iniezione e stoccaggio chemicals (pompe dosatrici);
- gruppo elettrogeno a gasolio, attivato solo in caso di emergenza;
- separatori;
- teste pozzo

Considerando la tipologia di sorgente, si esclude che il tipo di rumore emesso dalle apparecchiature poste a bordo della piattaforma e trasmesso all’ambiente circostante, possa causare disturbo alla vita marina.

Al termine della vita mineraria del pozzo si procederà alla completa chiusura dello stesso. Questa operazione prevede la realizzazione di una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo, garantendo l’isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali. La chiusura mineraria è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Durante la fase di chiusura mineraria del pozzo, analogamente alla fase di perforazione, le principali sorgenti di rumore sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell’impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary o top drive), delle pompe circuito fluidi, della cementatrice e degli sfiati di ventilazione dell’impianto di perforazione. Durante le attività di chiusura mineraria una serie di mezzi navali svolgerà attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, lo smaltimento di rifiuti, il trasporto di personale, oltre ad attività di controllo. La tipologia e il numero dei mezzi impiegati in questa fase saranno del tutto analoghi a quelli già indicati per la fase di perforazione (cui si rimanda per una descrizione dettagliata).

1.4.5 Misure di mitigazione

Per quanto riguarda eventuali mitigazioni operative si 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. Il personale specializzato incaricato di eseguire

le osservazioni dei mammiferi marini, nella maggior parte dei casi non è stato in grado di identificare con esattezza le specie avvistate a causa della lontananza. La specie maggiormente riconosciuta è stata quella del Tursiope (Tursiops truncatus), mentre solo in due casi (progetto Fauzia) è stata riconosciuta la Stenella striata (Stenella coeruleoalba) e in un caso (progetto Elettra) è stato riconosciuto il Delfino comune (Delphinus delphis).

Pertanto, 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.

1.5 Approfondimento sugli scarichi in mare, anche accidentali, e sulle le misure di prevenzione o mitigazione adottate

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

Risposta

Quadro scarichi in mare

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

- scarichi dell'impianto di depurazione dei liquami civili (acque nere e acque grigie: scarichi wc, acque provenienti da lavandini, docce, cambusa);
- scarichi di acque di raffreddamento dagli impianti di condizionamento del locale quadri elettrici: costituite da acqua di mare che circola in un circuito separato, non a contatto con attrezzature e macchine che verranno scaricate a mare in linea con quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
- una piccola parte dei residui alimentari: originati ad esempio dalla lavorazione dei cibi, viene triturata e scaricata in mare attraverso un setaccio le cui maglie hanno una luce di 25 mm, come stabilito dalle norme Internazionali "MARPOL (MARine POLlution)".

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.

Si precisa, invece, che 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

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.

Di seguito si riportano informazioni di dettaglio relative ai citati sistemi.

- *Sistema di raccolta delle acque piovane, delle acque di lavaggio impianto e di eventuali sversamenti di fluidi / oli / combustibili*

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. È un sistema sviluppato per zone dell'impianto dove vengono svolte attività lavorative a rischio di inquinamento. Il sistema ha lo scopo di raccogliere i liquidi potenzialmente inquinanti che, in assenza di accorgimenti adeguati, potrebbero 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^3 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

- *Sistema di raccolta delle acque oleose*

La sala macchine, la zona pompe e quella motori, poste al di sotto del ponte principale (*main deck*), sono anch'esse dotate di mastra, fornite di sentina per la raccolta di liquidi oleosi, inclusi quelli raccolti da tutte le zone suscettibili di perdite di oli lubrificanti.

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 (cfr. **Figura 1-15**).

L'acqua separata, raccolta sui piani di lavoro, viene inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi da 50 m^3 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 *supply-vessel* per lo smaltimento in impianti autorizzati.

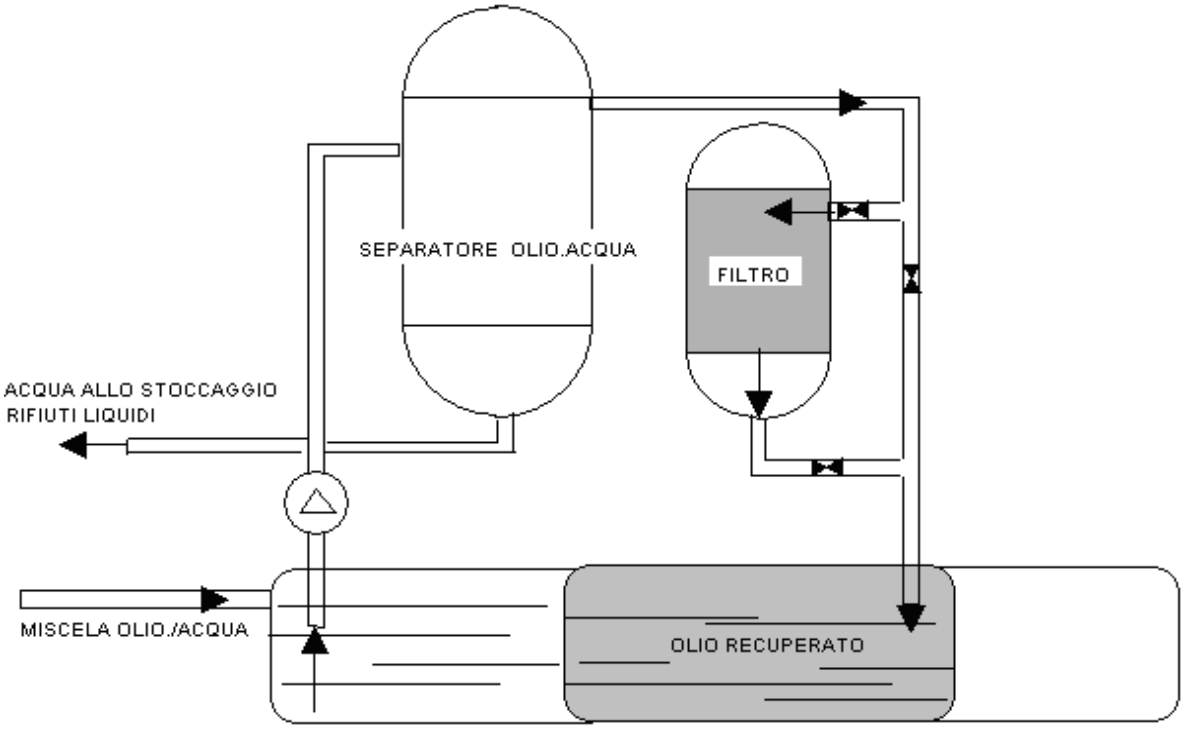


Figura 1-15: separatore liquidi di sentina

- *Sistema di raccolta dei detriti e dei fluidi di perforazione*

Eni, nell'ottica di ridurre il più possibile l'impatto ambientale derivante dalle attività di perforazione, non effettua 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. Il volume del fluido tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro a causa degli scarti dovuti al progressivo invecchiamento ed alle diluizioni necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione o a preservarne le caratteristiche principali. È possibile limitare i volumi di scarto con la separazione meccanica tra detriti perforati e fluido, per mezzo di attrezzature di controllo dei solidi costituite da vibrovagli a cascata, mud cleaners e centrifughe. Tali attrezzature permettono il recupero quasi totale del fluido circolante, tranne una piccola frazione che rimane adesa ai cuttings.

I cuttings all’uscita dei vibrovagli vengono raccolti tramite coclea 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.

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 autorizzati.

- *Sistema di trattamento dei liquami civili*

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 (cfr. **Figura** 1-16). 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).

In realtà la presenza a bordo media varia a seconda delle operazioni, e fluttua fra 85 e 100 unità circa, per una produzione massima giornaliera calcolata in 21 mc/giorno, per cui il sistema è sovradimensionato.

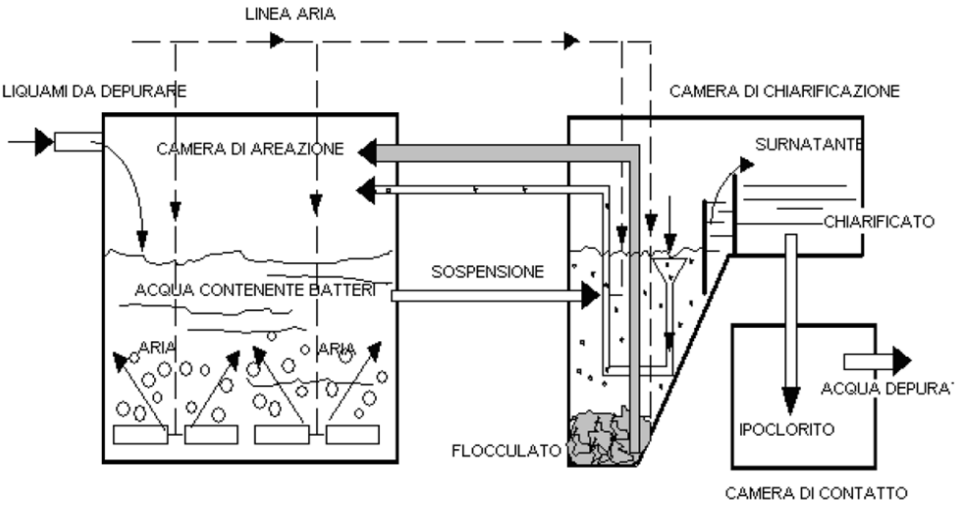


Figura 1-16: schema impianto di trattamento liquami civili

Misure di emergenza in caso di scarichi accidentali

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.

In particolare, a partire dal 01/01/18, tutte le dotazioni sono adeguate a quanto previsto dal DM 23/01/17 *“Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione e sulle relative navi appoggio”.*

In dettaglio, le dotazioni della base di Marina di Ravenna sono costituite da:

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

Inoltre, l'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da una nave appoggio che, oltre a fungere da deposito temporaneo per i materiali necessari alla perforazione e dei reflui prodotti, è dotata di attrezzature e materiali antinquinamento. In dettaglio:

- 200 metri di panne di altura;
- un sistema meccanico di recupero e separazione olio/acqua con le caratteristiche di cui all' art. 1 del D.M. 23/01/2017, nonché di casse di raccolta;
- 200 metri di panne assorbenti di tipo riconosciuto impiegabile, nonché 1 metro cubo di materiale oleoassorbente nelle sue varie configurazioni di tipo riconosciuto impiegabile;
- 500 litri di prodotti disperdenti (Eco Cleaning 85 e/o 87) con la relativa apparecchiatura di dispersione.

Infine, l'impianto di perforazione che sarà utilizzato è equipaggiato con:

- un quantitativo di panne di altura non inferiore al perimetro esterno della piattaforma maggiorato del 30%;
- un quantitativo di panne assorbenti di tipo riconosciuto impiegabile, non inferiore al doppio della somma del perimetro esterno della singola piattaforma;
- 1.000 litri di prodotti disperdenti (Eco Cleaning 85 e/o 87), unitamente alla relativa apparecchiatura per il loro spandimento in mare.

1.6 Approfondimento sugli interventi da attuare in caso di incidente e sulle misure di prevenzione adottate

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

Il principale rischio connesso con le attività di perforazione di un pozzo minerario è generalmente rappresentato dalla fuoriuscita incontrollata dei fluidi di giacimento/formazione (che nel caso del pozzo Donata 4 Dir possono essere rappresentati da gas/acqua di strato), in superficie o a fondo pozzo, come conseguenza del loro ingresso in pozzo (fenomeno denominato "*kick*") e del contemporaneo mancato funzionamento dei dispositivi di sicurezza.

In questo paragrafo, a partire dal concetto di "barriera di sicurezza" che è fondamentale per il controllo e la prevenzione di tale pericolo, vengono brevemente descritte le maggiori cause dell'evento di *kick* e, successivamente, vengono dettagliate le misure preventive adottate, i sistemi di controllo e di rilevazione e le misure di mitigazione finalizzate a rendere tali eventi rari ed estremamente improbabili oltre che ridurre gli eventuali impatti connessi.

1.6.1 Barriere di sicurezza

Per “barriera di sicurezza” si intende un qualsiasi sistema o dispositivo fisico, idraulico o meccanico, capace di contenere i fluidi e/ o la pressione di formazione entro i confini del pozzo.

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.

La barriera primaria è una barriera sempre attiva durante le operazioni di pozzo.

La barriera secondaria è una barriera che viene attivata come *backup* a quella primaria. Essa, unitamente all'applicazione di adeguate procedure di controllo del pozzo, è utilizzata per ristabilire il controllo primario del pozzo e condizioni operative sicure. La barriera secondaria normalmente è mantenuta pienamente efficiente tramite regolari test di controllo e inattiva quando la barriera primaria è correttamente funzionante, e viene attivata soltanto quando richiesto (guasto della primaria).

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.

Sul funzionamento e caratteristiche del BOP, nel seguito del paragrafo verranno forniti ulteriori dettagli.

Quindi la fuoriuscita incontrollata dei fluidi di formazione è contrastata da due barriere fisiche: 1) il fluido di perforazione; 2) i *Blow-Out Preventer* (BOP, apparecchiature di sicurezza appositamente installate per intercettare meccanicamente la risalita incontrollata dei fluidi di formazione), alle quali va associato un sistema di sicurezza (*Well Control System*) che a sua volta prevede:

- l’adozione di elevati standard tecnici e procedurali;
- l’impiego di un sistema di controllo ed allarme ridondante;
- l’addestramento del personale a gestire prontamente eventuali situazioni di emergenza.

In condizioni normali il fluido di perforazione, di opportuna densità, esercita sulla formazione che si sta perforando un carico idrostatico (pressione idrostatica) sufficiente a contenere la pressione propria della roccia e ad evitare l’ingresso in pozzo di fluidi di strato: il gradiente del fluido di perforazione viene mantenuto in ogni momento più alto del gradiente dei pori in modo tale che il peso del fluido mantenga sempre un controllo idrostatico sulla pressione dei pori e la circolazione del fluido avvenga quindi all’interno di un circuito chiuso controllato, senza variazione di volume. Le procedure adottate prevedono misure di controllo del fluido di perforazione e provvedimenti di sicurezza in caso di

comportamenti anomali del pozzo. Le caratteristiche (peso, livello delle vasche, reologia, etc.) vengono verificate in continuo e campioni di fluido sono sottoposti a test più volte al giorno.

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, quali ad esempio l'appesantimento del fluido di perforazione e, se necessario, la chiusura immediata delle apparecchiature di sicurezza da parte del personale di sonda.

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.

Di seguito si forniscono ulteriori dettagli sui fenomeni di kick in pozzo e misure preventive adottate.

1.6.2 Analisi dei differenti scenari di kick e procedure di controllo

La perforazione del pozzo si svolge seguendo il Programma di Geologia/Perforazione, autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico, che contiene la curva del gradiente dei pori, del gradiente di fratturazione e del gradiente di *overburden* del pozzo che si sta perforando; ciò permette di poter perforare il pozzo utilizzando un fluido sempre idoneo ad evitare eventuali kicks e/o assorbimenti.

Durante la perforazione ci sono dei metodi di predizione dei gradienti (programmi che utilizzano i dati di perforazione) che devono confermare le previsioni del Programma di Perforazione oppure avvertono che potrebbe esserci qualche anomalia rispetto al Programma stesso e che potrebbe essere necessario un aggiustamento della densità del fluido.

Tali metodi vengono elaborati sia dall'Unità di *Surface Logging* che dal *Drilling Engineer* e si avvalgono dei dati di perforazione registrati sia in superficie che a fondo pozzo attraverso apposite attrezzature (*Measuring While Drilling* (MWD), *Log While Drilling* (LWD*), Co-Pilot* ecc.).

Inoltre sia la Compagnia Appaltatrice specializzata che la Cabina di *Surface Logging* registrano continuamente i livelli di tutte le vasche fluidi e sono dotati di allarmi visivi/acustici nel caso di qualche discrepanza. Il sistema di controllo è attivo in tutte le fasi del pozzo in modo continuativo.

Di seguito sono presi in considerazione ed analizzati alcuni potenziali scenari incidentali, come da specifica richiesta per le Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale.

Durante la perforazione

Nel caso si trovasse un livello poroso ad una pressione inaspettata (nonostante lo studio dei gradienti contenuto nel Programma Geologico/Perforazione, e tutti i metodi di previsione gradienti di cui si dispone durante la perforazione, tipo: misure sismiche, misure di Logs elettrici, programmi di analisi dati, tools in batteria come MWD, LWD, Co-Pilot ecc,) che dovesse determinare un kick, comincerebbe a fuoriuscire del fluido con incremento dei volumi nelle vasche dei fluidi di perforazione, che sarebbe immediatamente registrato dai sensori che, a loro volta, farebbero scattare l'allarme.

In questo caso verrebbe effettuata la manovra di controllo pozzo per il ripristino immediato delle condizioni di normale operatività (attività svolta dal personale di sonda addestrato tramite prove di *Pit Drill*).

Per controllare un kick durante la perforazione, oltre la barriera primaria costituita dal fluido di perforazione, attualmente esistono le seguenti barriere secondarie/meccaniche:

1) Kick nell'intercapedine aste-foro: nr. 5 barriere (un preventer a sacco, tre preventers con ganasce sagomate ed un preventer con ganasce cieche/trancianti).
2) Kick alle aste: nr. 4+1 barriere (nell'ordine di attivazione all'evento e nel caso di malfunzionamento: valvola di contro nella Bottom Hole Assembly (BHA), Drop-in check valve, la Grey valve,Top Drive con Kelly Cocks, Upper e Lower Kelly Valve, ganasce trancianti) contemporaneamente alla chiusura dei preventer esterni.

Estrazione della batteria di perforazione e pozzo aperto dopo l'estrazione

Una volta terminata la perforazione, prima di procedere alla manovra d'estrazione, occorre eseguire le seguenti operazioni:

1) almeno una circolazione completa in modo da portare in superficie il cuscino di fondo del pozzo ed essere sicuri che il fluido sia a peso e omogeneo;
2) estrazione della batteria di perforazione in foro libero con la possibilità di circolazione continua attraverso il Top Drive;
3) un nuovo controllo statico appena dentro la colonna per controllare il pozzo dopo la manovra d'estrazione in foro scoperto;
4) estrazione della batteria di perforazione in foro tubato;
5) un nuovo controllo statico appena prima d'estrarre la BHA (la batteria pesante);
6) appena la batteria è fuori dal pozzo si chiudono le ganasce cieche/trancianti per mettere in sicurezza il pozzo (contro improbabili fuoriuscite di fluido dal pozzo).

Oltre a tutti questi accorgimenti, il livello del fluido in pozzo e di tutte le vasche dei fluidi (praticamente tutto il circuito idraulico) è continuamente monitorato sia dagli operatori specializzati che gestiscono l'impianto che dall'Unità di *Surface Logging* (una cabina attrezzata per il completo controllo del pozzo, di un'altra Società Appaltatrice) cosicché ogni eventuale movimento del pozzo è continuamente controllato ed analizzato.

Per controllare un kick durante l'estrazione della batteria di perforazione, oltre la barriera primaria del fluido di perforazione, vengono utilizzate tutte le barriere precedentemente menzionate.

Si elencano di seguito le barriere secondarie/meccaniche:

1) Kick nell'intercapedine aste-foro: nr. 5 barriere (un preventer a sacco, tre preventers con ganasce sagomate ed un preventer con ganasce cieche/trancianti). L'ultimo preventer con ganasce sagomate (quello più in basso) si utilizza solamente per permettere la manutenzione/riparazione delle altre ganasce e/o linee che dovessero avere una perdita/problema.
2) Kick alle aste durante l'estrazione con Top Drive: nr. 4+1 barriere (Top Drive, Kelly Cock superiore ed inferiore, ganasce trancianti ed eventuale valvola di contro nella BHA).
3) Kick alle aste durante l'estrazione senza Top Drive: nr. 2+1 barriere (valvola grey, ganasce trancianti ed eventuale valvola di contro nella BHA).

Attraverso intercapedine tra due colonne (per es. dopo una cementazione)

Durante l'attesa per la presa cemento tra le colonne, viene mantenuto un carico idrostatico superiore alla pressione di formazione, inoltre è sempre possibile agire sull'intercapedine pompando dalle "gate valve" ovvero le uscite della choke e della kill line.

In ogni caso, per qualsiasi evenienza, durante la cementazione, oltre alla barriera primaria del fluido di perforazione e/o della malta, agiscono le seguenti barriere secondarie/meccaniche:

1) Kick nell'intercapedine Testa pozzo- ultima colonna: nr. 3 barriere (un preventer a sacco, un preventer con ganasce sagomate ed un preventer con ganasce cieche/trancianti).

Da quanto emerge dalle considerazioni sopra riportate si conclude quanto segue:

- *Previsione del Gradiente dei Pori*: durante la programmazione del pozzo viene disegnata la curva del Gradiente dei Pori o di Formazione attraverso l'analisi di rilevazioni sismiche, l'analisi di Logs elettrici, lo studio dei pozzi di riferimento ecc. Durante la perforazione si controlla l'evolversi del Gradiente dei Pori attraverso l'analisi dei dati di perforazione, attraverso speciali tools inseriti in batteria ecc. Tali sistemi fanno sì che il Gradiente dei Pori possa essere sempre previsto con buona approssimazione, anche per i pozzi totalmente esplorativi.

- *Sistema di Well Control*: il sistema di controllo, di monitoraggio e di allarme è ridondante e sicuro in ogni fase operativa dell'attività di pozzo. Tale sistema può essere tarato anche a rilevare variazioni minime. Per maggiore sicurezza il cantiere ha in dotazione due sistemi di rilevamento e controllo di tecnici specializzati di due Società Appaltatrici diverse: la Società proprietaria dell'Impianto e la Surface Logging.
- *Barriere contro un eventuale Kick e Blow-Out*: ci sono due tipi di barriere, 1) la barriera primaria rappresentata dal fluido di perforazione che sarà sempre adeguata al controllo del pozzo 2) le barriere secondarie rappresentate dai BOP e da altre attrezzature meccaniche che sono ridondanti e coprono qualsiasi evenienza per tutte le fasi di perforazione/produzione.
- *Idoneità del personale di sonda al Well Control*: tutto il personale di sonda è addestrato sia teoricamente che praticamente alle operazioni di Well Control coerentemente alle procedure aziendali in linea con le migliori tecnologie e pratiche. Esso dapprima deve frequentare un corso e superarne l'esame per ottenere un Patentino internazionale di idoneità di Well Control (validità biennnale, alla scadenza l'operatore dovrà ripetere sia il corso sia l'esame) e poi tenersi in esercizio per essere sempre pronto ed efficiente per ogni operazione di Well Control, avviene anche attraverso lo svolgimento di periodiche esercitazioni di sonda (Pit Drill) dove vengono simulate, ad esempio, delle condizioni di Kick (aumento del livello nelle vasche fango), drilling break, incendi, rilascio di miscele esplosive, ed il personale è addestrato a controllare e mettere in sicurezza il pozzo.

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.

1.6.3 Misure preventive

Per "misure preventive" si intende l'adozione di criteri di progettazione del pozzo e operativi intrinsecamente più sicuri, al fine di tutelare la salute e sicurezza delle persone, nonché garantire la salvaguardia dell'ambiente. Tali misure possono essere riassunte nei seguenti punti, di cui successivamente si fornisce una breve descrizione:

a) Elaborazione di un accurato Programma di Perforazione;

b) Adozione di adeguati fattori di sicurezza nella scelta delle colonne di rivestimento del foro (*Casing Design*) e della stringa di produzione (*Tubing Design*);

c) Attuazione della "Politica della doppia barriera di sicurezza";

d) Determinazione del massimo valore di pressione che può essere tollerato negli spazi anulari del pozzo (MAASP, *"Maximum Allowable Annulus Surface Pressure"*);

e) Calcolo del massimo volume dei fluidi di formazione in ingresso nel pozzo, che può essere gestito in sicurezza (*Kick Tolerance*)

f) Definizione di criteri per l'identificazione del volume dei fluidi di formazione in ingresso nel pozzo (*Kick Detection*)

g) Gestione dell'integrità del pozzo in tutte le fasi operative (*Well Integrity*);

h) Esperienza e addestramento del personale.

i) Esecuzione di analisi dei rischi e presenza di squadre di emergenza in cantiere.

a) Programma di Perforazione

A partire dalla fase di pianificazione delle attività, viene posta una particolare attenzione all'aspetto "sicurezza" delle operazioni in pozzo, il che si traduce nell'elaborazione di un accurato Programma di Perforazione che contempla i seguenti aspetti:

- Analisi del contesto operativo, con evidenziazione di eventuali criticità logistiche che potrebbero compromettere la gestione della sicurezza d'area pozzo (ad es. difficile reperibilità delle attrezzature di sicurezza, limitata accessibilità al cantiere per l'implementazione delle procedure di emergenza, ecc.);
- Analisi della documentazione prodotta per pozzi precedentemente costruiti nella stessa area o in aree similari, alla ricerca di eventuali problematiche riscontrate (*lessons learnt*, ecc.);
- Indicazione, per ciascuna fase di costruzione del pozzo, delle barriere di sicurezza che devono essere mantenute attive durante le operazioni;
- Descrizione delle procedure e delle precauzioni che occorre adottare per ciascuna fase operativa.

b) Casing e Tubing Design

La scelta delle colonne di rivestimento del foro (*Casing*) viene effettuata sulla base di criteri atti a garantirne la sicurezza per tutto il ciclo di vita del pozzo. In fase progettuale, ciò si traduce nei seguenti due aspetti:

- *Casing* e *tubing* sono selezionati in modo tale che il rapporto tra la resistenza del materiale e gli stress a cui essi saranno sottoposti nelle condizioni di carico che potranno presentarsi durante la vita del pozzo, sia maggiore di uno specifico "fattore di progetto" (*Design Factor*,

DF), che ne garantisca la sicurezza. Eni adotta diversi DF, in funzione delle modalità di *failure del casing/ tubing* e del grado di acciaio adottato. Quest'ultimo, tra l'altro, viene scelto anche sulla base delle proprietà dei fluidi prodotti e dell'ambiente in cui il *casing* dovrà lavorare. Diversa è, infatti, la resistenza all'erosione richiesta al *tubing* e al *casing* di produzione e superficiali.

- La tipologia delle connessioni tra le stringhe di *casing/ tubing* viene stabilita tenendo conto delle condizioni operative; ciò allo scopo di evitare l'ingresso dei fluidi prodotti negli spazi anulari tra *tubing* e *casing* di produzione o tra due *casing* consecutivi. Nei casi critici, la politica di eni prevede l'utilizzo di tenute metallo-metallo, le quali assicurano maggiore tenuta nel tempo.

c) *Politica della Doppia Barriera di Sicurezza*

Come precisato in precedenza, il concetto di "barriera di sicurezza" è alla base della politica di Eni per quanto concerne la sicurezza nelle operazioni in pozzo. Tale politica prevede che, durante le operazioni, siano sempre presenti e attive almeno due barriere indipendenti e testate.

Eni ha, inoltre, stabilito la procedura secondo cui:

- nel caso in cui una sola barriera sia pienamente operativa, mentre l'altra si trovi in una situazione di *failure* imminente, tutte le operazioni di pozzo devono essere messe in stato di allerta, pronte ad essere sospese, fino a che non siano state ripristinate le normali condizioni operative;
- nel caso in cui entrambe le barriere siano in una situazione di *failure* imminente, è proibita l'esecuzione di qualsiasi operazione di pozzo, così come le operazioni a rischio intrinseco (ad es. lavori a caldo in possibile presenza di miscela esplosiva, prova di produzione, ecc.), fino a quando non siano state ripristinate le normali condizioni operative;
- in caso di perdita di una barriera, tutte le operazioni in cantiere devono essere sospese, fino a quando non siano state ripristinate le normali condizioni operative.

d) *Calcolo della MAASP "Maximum Allowable Annulus Surface Pressure" (massimo valore di pressione tollerabile all'interno degli spazi anulari del pozzo)*

Il calcolo del massimo valore di pressione tollerabile all'interno degli spazi anulari del pozzo rappresenta un'ulteriore misura preventiva adottata in fase di progettazione del pozzo.

Il valore della MAASP viene indicato nel Programma di Perforazione, o calcolato in cantiere ogniqualvolta una nuova stringa viene posizionata in pozzo (mediante una prova denominata *Leak-off test*) o ci sono cambiamenti di densità del fluido di perforazione, affinché esso non venga mai superato.

e) Calcolo della Kick Tolerance

Il fenomeno del "*kick*" è definito come l'ingresso in pozzo dei fluidi di formazione, a seguito di pressioni anomale, maggiori della pressione idrostatica esercitata dal fluido di perforazione. La condizione descritta si riconosce inequivocabilmente dall'aumento del volume del fluido di perforazione nelle vasche, che sono tuttavia costantemente monitorate.

Tale fenomeno è una delle cause potenzialmente responsabili del *blowout*.

Esiste, inoltre, un volume massimo di idrocarburo in ingresso nel pozzo che è possibile gestire in sicurezza: è la cosiddetta "*Kick Tolerance*", il cui calcolo rappresenta, quindi, una ulteriore misura preventiva.

Tale valore è indicato nel Programma di Perforazione e viene monitorato e ricalcolato con regolarità durante le operazioni in pozzo; qualora esso diventi minore del valore di progetto, dovranno essere adottate adeguate misure correttive.

f) Kick Detection

Il tempestivo riconoscimento di un *kick* rappresenta una misura preventiva di grande importanza, in quanto la limitazione del volume dei fluidi di formazione in ingresso nel pozzo aumenta considerevolmente le possibilità di controllo.

La **Tabella 1-9** riassume le principali cause di kick, mentre la **Tabella 1-10** mostra i diversi tipi di indicatori di kick utilizzati durante l'esecuzione delle operazioni in pozzo.

Tabella 1-9: principali cause di kick	
Cause naturali	**Cause operative**
Sovrappressione della formazione	Mancato riempimento del pozzo in estrazione
	Pistonaggio
	Perdita di circolazione
	Peso del fluido di perforazione insufficiente
	Modifiche della composizione del fluido di perforazione

Tabella 1-10: indicatori di kick	
Indicatori di kick in atto	**Indicatori di possibile kick**
Aumento del flusso in uscita dal pozzo	Aumento del livello di fluido di perforazione in vasca
Pozzo che scarica a pompe ferme	Aumento della velocità di avanzamento
	Minor abbassamento del livello di fluido di perforazione in manovra di estrazione
	Diminuzione della pressione di circolazione e aumento colpi pompa
	Modifiche della composizione del fluido di perforazione
	Diminuzione del peso della batteria e aumento della pressione
	Aumento della torsione e/ o sovratiro

g) Gestione della Well Integrity

Per *"Gestione della Well Integrity"* si intende l'insieme delle soluzioni tecniche, operative e organizzative applicate allo scopo di ridurre il rischio di fuoriuscita incontrollata dei fluidi di giacimento. Essa inizia in fase di progettazione del pozzo, continua durante la relativa costruzione e viene costantemente implementata durante l'intera vita operativa del pozzo.

h) Esperienza e addestramento del personale di Well Control

Tutto il personale (sia Eni che dell'Appaltatore specializzato) svolge corsi specifici riguardanti l'intervento e la gestione dell'emergenza che coprono tutte le anomalie o incidenti ipotizzabili per l'attività mineraria.

In particolare:

- corso di **Controllo Pozzo**: I.W.C.F. (International Well Control Forum). Questo corso di addestramento, che dura una settimana, prevede un esame finale a seguito del quale viene rilasciato un patentino internazionale di idoneità. Il patentino I.W.C.F. ha una validità biennale: per continuare a mantenere la propria idoneità l'operatore, ogni due anni, deve rifrequentare il corso e risostenere l'esame.
- corso **Prevenzione Infortuni - Antincendio - H_2S** effettuato presso centri qualificati dove viene rilasciato un patentino di idoneità che ha validità triennale
- corso di **Pronto soccorso** per un addetto dell'Appaltatore specializzato facente parte della Squadra di Emergenza.

Durante l'attività operativa vengono poi svolte periodicamente delle esercitazioni di sicurezza. In particolare:

- *Pit Drill* (simulazione aumento del livello nelle vasche fluidi - drilling break ecc.), con cadenza quindicinale;
- *H_2S Drill* (simulazione rilascio in cantiere di idrogeno solforato proveniente dai fluidi di strato), con cadenza quindicinale;
- Esercitazione Antincendio / Rilascio miscela esplosiva, con cadenza mensile.

Tali esercitazioni coinvolgono tutto il personale presente in cantiere, e riguardano diverse situazioni di potenziale pericolo, in conseguenza delle quali il personale di cantiere si attiva secondo le procedure predisposte per far fronte a tali evenienze; in tale modo tutte le operazioni di *well control* diventano familiari ed automatiche.

Al termine delle esercitazioni viene valutato l’andamento delle stesse (specialmente i tempi di reazione ed esecuzione delle operazioni di *well control*) e vengono presi in considerazione eventuali punti di miglioramento.

i) Esecuzione di analisi dei rischi e presenza di squadre di emergenza in cantiere

Per attività attinenti lavori di prospezione, ricerca e coltivazione e lavori negli impianti connessi alle attività minerarie, l’art.9 del D.Lgs. 624/96, in caso di affidamento dei lavori all’interno del luogo di lavoro minerario ad imprese appaltatrici o a lavoratori autonomi, prevede che il Titolare del titolo minerario sia tenuto a valutare i rischi derivanti dal complesso delle attività e le relative misure di prevenzione e protezione; tale valutazione viene effettuata tramite predisposizione di un Documento di Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC) integrante la documentazione di sicurezza di ciascun appaltatore.

In linea con la normativa vigente, la sicurezza e sanità dei dipendenti Eni e di tutto il personale impiegato sul luogo di lavoro viene garantita dall’effettuazione delle valutazioni di rischio che tengano conto delle interazioni del personale Eni e appaltatore e delle attività da essi svolte. L’operatore minerario promuove il coordinamento e la cooperazione di tutto il personale che opera su un luogo di lavoro di propria responsabilità. La valutazione dei rischi per ogni singola attività appaltata, viene effettuata ai sensi dell’Art. 17 del D.Lgs. 81/08 e s.m.i., ed il documento di valutazione dei rischi (DSSC) viene trasmesso agli enti di controllo (UNMIG).

La squadra di emergenza in cantiere è composta da:

- Capo cantiere/ capoturno (capo della squadra emergenza)
- Capo perforatore
- Perforatore
- Pontista/ fanghista
- Personale società assistenza sicurezza
- Personale ditta antincendio

Durante l’emergenza, la squadra suddetta è in contatto diretto e continuativo con:

- Sorvegliante
- Assistente area pozzo
- Preposto well testing
- Preposto wire-line
- Geolog mud logger

La squadra di emergenza è formata adeguatamente e specializzata per intervenire e risolvere le situazioni di eventuale emergenza; i componenti della squadra sono formati e dotati di tutti i mezzi e le attrezzature idonee per poter gestire le emergenze. Il ruolo di emergenza sopra descritto vige sia durante la fase di perforazione che durante le prove di produzione.

Per ulteriori dettagli su eventuali interventi in emergenza, si faccia riferimento anche a quanto riportato in coda alla risposta all’osservazione 1.5.6

1.7 Controdeduzioni alle osservazioni pubblicate sul portale del MATTM

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

Le controdeduzioni alle osservazioni pubblicate sul portale Valutazioni Ambientali del MATTM sono riportate nel **Capitolo 3** del presente documento.

2 INTEGRAZIONI RICHIESTE DALLA REGIONE MARCHE E DA ARPAM

Nei successivi paragrafi si riportano le Integrazioni richieste dalla Regione Marche (Servizio tutela, gestione e assetto del territorio) e dall'ARPAM (Agenzia Regionale per la protezione Ambientale delle Marche) a seguito del tavolo tecnico tenutosi in data 20/06/2018 e della comunicazione n.400.130.10.V00702 e a seguire, le corrispondenti risposte.

Per una maggiore fruibilità del documento, 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

2.1 Rumore

Richiesta 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

L'approfondimento è stato fornito nelle integrazioni richieste dal MATTM ed è riportato nel **Capitolo 1**, **paragrafo 1.4** del presente documento.

2.2 Piano di Monitoraggio Ambientale

Richiesta 2

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

Risposta

2.2.1 Premessa

La perforazione del pozzo offshore Donata 4 Dir avverrà dall'esistente piattaforma Emilio, ubicata a circa 27 km dalla costa marchigiana di San Benedetto del Tronto (AP), in un tratto di mare caratterizzato da una profondità d'acqua di circa 85 metri.

La realizzazione del progetto Emilio (installazione piattaforma e posa sealine) è stata autorizzata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT) con DEC/VIA/5222 del 31 luglio 2000, il quale prevedeva l'esecuzione di specifiche attività di monitoraggio, i cui risultati sono stati via via inviati al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

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.

Sulla base di quanto sopra, si propone un piano di monitoraggio così strutturato:

MONITORAGGIO GEODINAMICO:

Considerato che l'area offshore interessata dallo sviluppo di Donata è monitorata dal GPS sulla piattaforma di Emilio, il tratto costiero difronte all'area di produzione, sarà inserito nella rete di monitoraggio geodinamico di ENI.

Il monitoraggio dell'area verrà pertanto effettuato tramite:

- la tratta (linea Marche-Abruzzi) di livellazione dal mezzo -in alta precisione - Treviso-Pescara/Ortona acquisita ogni tre anni. L'ultimo rilievo che è stato acquisito nel 2017 può rappresentare il "bianco" altimetrico per il tratto costiero antistante il campo.Si pianifica di acquisire un nuovo rilievo nel 2020.
- l'acquisizione ed elaborazione di immagini satellitari SAR annuali.
- misurazioni geodetiche attraverso stazioni GPS in continuo permanenti a terra e a mare.

Le stazioni CGPS che sono già in funzione, da oltre 3 anni, sono ubicate una più a nord del tratto di interesse (sito Italgas presso P.S.Elpidio - FM), una di fronte all’area di produzione (presso Grottammare -AP) ed una più a sud (presso Pineto - TE).

I dati registrati da queste stazioni (che funzionano tutte da oltre nove anni) mostrano un tratto costiero non affetto da problematiche subsidenziali.

La costa appare, infatti, stabile e in leggero sollevamento; le tre stazioni mostrano velocità verticali (agg. giugno 2018) medie variabili, da -0.7mm/anno a sud (Pineto) sino a -0.04mm/anno nella stazione più a nord (Italgas).

MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI:

Si propone, durante l’esecuzione delle attività in progetto con utilizzo di impianto di perforazione, l’esecuzione di misurazioni di incremento della temperatura.

Il D.Lgs 152/06 e s.m.i. prevede infatti (come indicato nella nota (1) in calce alla Tabella 3 dell’Allegato 5 alla Parte Terza) che per il mare e per le zone di foce di corsi d’acqua non significativi, la temperatura dello scarico non debba superare i 35°C e l’incremento di Temperatura del corpo recipiente non debba in nessun caso superare i 3°C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione.

Attraverso l’utilizzo di una sonda dotata di elettrodo per la misura di temperatura, salinità e pH, sarà monitorata la temperatura delle correnti superficiali marine. La durata delle operazioni di misura sarà tale da consentire la stabilizzazione dei valori rilevati.

La misurazione in mare degli eventuali effetti dello scarico delle acque di raffreddamento del jack-up sarà eseguita mediante l’esecuzione di n.4 misure (1, 5, 10 e 15 metri di profondità) in colonna d’acqua ed in n. 5 punti di campionamento posti lungo un transetto di 100 metri, in direzione della corrente, per un totale di n.20 misure.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI:

Per la componente atmosfera si propone la verifica di eventuali emissioni fuggitive (CH4, COV) prodotte dalle componenti impiantistiche installate sulla piattaforma Emilio, entro 3 anni dalla messa in produzione del nuovo pozzo Donata 4 dir.

L’individuazione sperimentale di tali emissioni rappresenta un tipo di monitoraggio particolarmente avanzato, che consentirà di impostare, qualora necessario, programmi di manutenzione e di LDAR (Leak Detection and Repair) di fondamentale importanza all’interno dei BREF di settore, allo scopo, innanzitutto, della tutela dell’ambiente, ma anche del miglioramento economico del processo.

Le attività da effettuarsi sulla piattaforma Emilio comprenderanno le seguenti fasi:

- individuazione in loco, quanto più possibile completa, di tutti i punti di emissione di fuggitive nell'impianto suddivisi tra (accessibili e non) secondo i criteri dettati dalla normativa tecnica;
- targhettatura (e/o soluzione equivalente) dei punti censiti in modo da garantire una rapida individuazione dei punti in campo;
- realizzazione di una campagna di rilievi analitici sull'insieme dei punti accessibili dei valori di concentrazione di metano (CH4) e altri Componenti Organici Volatili (COV) mediante l'utilizzo di strumentazione di misura portatile (es. FID-Flame Ionization Detector, PID-Photoionization detector, IR);
- stima delle concentrazioni, sulla scorta della normativa tecnica, nei casi di sorgenti non accessibili;
- emissione di un report finale dell'attività svolta che contenga - 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 CH4 e COV in ppmv) e calcoli (calcolo delle emissioni in kg/anno).

2.3 Sismicità

Richiesta 3

Verificare se l'intervento proposto possa in qualche modo contribuire all'innesco 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

Per rispondere alla richiesta formulata dalla Regione Marche, è stato elaborato uno studio specifico denominato ***"Campo di DONATA - Studio Sismo-Tettonico"***.

Tale studio è riportato in **Allegato 5** al presente documento cui si rimanda per le necessarie valutazioni.

2.4 Planimetria giacimento

Richiesta 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

In **Allegato 1** al presente documento è riportata la planimetria in cui è visibile il contorno del giacimento proiettato sulla superficie del fondo marino, sovrapposta alla planimetria della subsidenza.

2.5 Emissioni in atmosfera

Richiesta 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 (del tipo Jack Up "GSF Key Manhattan") 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 (es: black out). (cfr. 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.

In **Allegato 2** al presente documento è riportata la planimetria in cui è visibile l'ubicazione dei punti di emissione dei 3 motori EMD.

In merito alla richiesta di "*Quantificare le emissioni per ogni singolo punto"*, di seguito si riporta una tabella estrapolata dal SIA (cfr. Tabella 3.12) che indica le caratteristiche emissive di ciascun punto di emissione di generatori di potenza del Jack-Up "GSF Key Manhattan".

Caratteristiche emissive dei generatori di potenza del Jack-Up "GSF Key Manhattan" (Fonte: Doc. SICS_220 di Aprile 2018, Capitolo 3, paragrafo 3.2.8.1, Tabella 3-12)										
Sorgente	**Altezza emissione (m s.l.m.)**	**Diametro camino uscita fumi (m)**	**Velocità di uscita fumi (m/s)**	**Portata fumi (Nm^3/h) (1)**	**Temperatura di uscita dei fumi (°C)**	**Tenore di O_2 fumi (% v/v)**	**Concentrazione normalizzata (mg/Nm^3 al 5% O_2)**			
							NOx	**CO**	**Polveri**	**SO_2**
Motore EMD 1	55 m	0,55	22,58	10139	241	17,72	2785	524	<0,09	<0,1
Motore EMD 2	50 m	0,55	22,28	10735	206	17,77	3530	396	<0,08	7,5
Motore EMD 3	45 m	0,55	18,28	9193	186	17,42	3203	380	<0,09	12,8
(1) Condizioni di riferimento: T = 273,15 K; P = 101,3 KPa.										

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 sono state effettuate simulando un intero anno di emissioni tipiche, sempre con il massimo flusso emesso (tutti i motori in funzione contemporaneamente), per verificare le condizioni più critiche e svantaggiose, sebbene l'attività in progetto avrà una durata di circa 76 giorni

Le tre sorgenti rilevate sono state inserite nel modello, imputandone le caratteristiche geometriche (diametro ed altezza dei camini) ed emissive (flusso di massa di inquinanti emessi, temperatura di uscita dei fumi).

Gli inquinanti inclusi nella simulazione, considerati i più significativi, sono i seguenti: Ossidi di azoto (espressi come NO_2); Ossidi di zolfo (espressi come SO_2); Monossido di carbonio (CO); Polveri (espresse come PM_{10}).

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 (NO_X/NO_2, CO, Polveri/PM_{10} e SO_2) 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, si ricorda 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.

2.6 Scarichi idrici

Richiesta 6

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

Risposta

In **Allegato 3** al presente documento 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.

Richiesta 7

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

Risposta

In premessa si precisa 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 utilizzata acqua di mare che viene poi successivamente riscaricata nel punto indicato in **Allegato 3**.

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 effettuare in autunno mostrano una temperatura di circa 24°C.

Richiesta 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.

2.7 Fluidi di perforazione

Richiesta 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** al presente documento.

Richiesta 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

Si rimanda a quanto descritto nel successivo **paragrafo 3.2** (**Risposta Osservazione n.3**).

2.8 Rifiuti

Richiesta 11

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

Risposta

Di seguito si riporta un aggiornamento della **Tabella 3-13** - **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 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.

Aggiornamento Tabella 3-1: stima della tipologia e della quantità di rifiuti prodotti in fase di perforazione (Fonte: Doc. SICS_220 di Aprile 2018 - Capitolo 3, pag.46)		
CER	**Tipologia di rifiuti**	**Quantità (m^3)**
01 05 07	Fluido di perforazione esausto a base acqua	730
01 05 07	Detrito bagnato da fluido a base acqua	57
01 05 05*	Fluido di perforazione esausto a base lamix	977
01 05 05*	Detrito bagnato da fluido a base lamix	388
01 05 08	Fluido di completamento esausto	482
15 01 06	Imballaggi misti	40
15 01 10*	Imballaggi misti pericolosi	40
20 03 01	RSU	40

Si ricorda, come già indicato nel SIA, che la quantità di rifiuti che presumibilmente saranno prodotti è stata calcolata sulla base dei dati relativi a progetti analoghi a quello proposto.

3 CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI DEI PORTATORI DI INTERESSE

Nei paragrafi a seguire si riportano le controdeduzioni alle Osservazioni pervenute dal pubblico interessato e pubblicate nella pagina dedicata al progetto del portale VIA del MATTM.

Per una maggiore fruibilità del documento, gli argomenti oggetto delle osservazioni sono stati raggruppati 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

3.1 Vigenza del titolo in relazione alla durata delle estrazioni

Osservazione 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*".

E 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 ottobre2012, 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 vigenza 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 secondo normativa vigente.

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.

Osservazione 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

Vedasi quanto riportato nel punto precedente (Osservazione1).

3.2 Sicurezza

Osservazione 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.

Di conseguenza, per quanto riguarda la mancata attivazione della barriera secondaria, è necessario analizzare:

- L’errore umano, che viene valutato tramite la metodologia *“Human Error Assessment and Reduction Technique”* (HEART)
- 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).

L’integrazione di tutti i fattori sopracitati viene svolta dall’Head Quarter di Eni attraverso un software proprietario che permette un calcolo molto accurato e sempre aggiornato.

Inoltre 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.

Per la descrizione degli eventi incidentali individuati in fase di perforazione e delle misure di prevenzione

dei rischi ambientali e accorgimenti tecnici adottai, si rimanda a quanto descritto nel precedente **paragrafo 1.6** per rispondere alla richiesta di integrazione formulata dal MATTM.

Si sottolinea, tuttavia, 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.

Osservazione 4

In riferimento alla modellizzazione in caso di perdita di idrocarburi dalle strutture operanti per la perforazione, viene evidenziato che:

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

In primo luogo occorre ricordare che l'Allegato VII *"Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'articolo 22"* alla parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. (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 calamita' 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 […]"*.

Al fine di adempiere a tale disposizione normativa, nel SIA in oggetto di valutazione, 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**

(serbatoio di stoccaggio di gasolio di piattaforma e serbatoio di stoccaggio del gruppo elettrogeno di emergenza del jack-up[2]).

Fatta tale premessa, con riferimento allo scenario incidentale analizzato nel SIA, di seguito si riportano le risposte alle Osservazioni ricevute.

Osservazione: *non viene chiaramente definita la quantità di sostanza che potrebbe essere persa.*

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.

In particolare, nel testo del documento si legge che *"[…] lo scenario ambientale di riferimento è lo* ***sversamento in mare di 9.7 mc (= 5.9+3.8 mc) di gasolio*** *[…]"*.

Osservazione: *in caso di eventi gravi sia difficile rispettare la capacità di intervento rapida, tale da evitare conseguenze sulla costa, quali quelle evidenziate dal modello.*

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. La Figura 3-1 e la Tabella 3-1, estrapolate dal SIA (cfr. Capitolo 5, paragrafo 5.14.5) riportano la mappa relativa alla dispersione a 6 ore dall'inizio del rilascio, momento in cui i mezzi antinquinamento sono entrati in azione con le misure mitigative/contenitive e la superficie impattata a 6 ore dall'inizio del rilascio. Come mostrato, 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.

[2] KMN-RGR-2017-01, "Relazione Grandi Rischi – Jack-up Key Manhattan"

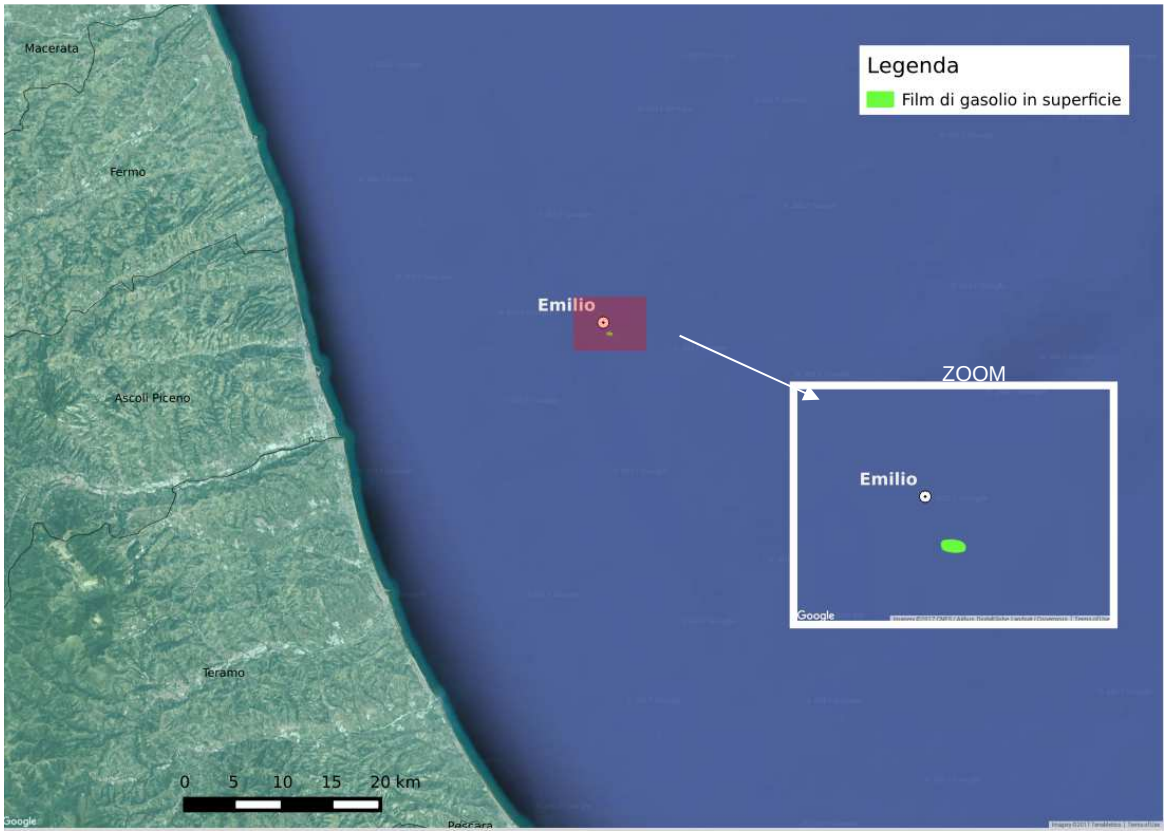


Figura 3-1: Mappa di impatto 6 ore dall’inizio del rilascio

Tabella 3-1: Quadri incidentali (relativi al rilascio di gasolio) che hanno il massimo impatto sui settori mare e costa a 6 ore dall’inizio del rilascio (con intervento antinquinamento)

Quadro incidentale	Istante di tempo a cui si raggiunge la massima estensione [ore]	Area impattata sulla superficie marina [km^2]	Area impattata in colonna d’acqua [km^2]	Lunghezza del litorale impattato [km]
MARE SUPERFICIE	6	0.13	-	-
MARE COLONNA	-	-	-	-
COSTA	-	-	-	-

Come riportato nella tabella 3-1, riassuntiva degli esiti della modellazione matematica sopra descritta, a 6 ore dall’evento incidentale non si avrebbe alcun effetto né sulla colonna d’acqua né sulla costa, ma solo su un’area limitata della superficie marina.

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.
In particolare, 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;
- 1.000 metri di panne costiere, 500 metri di panne d'altura, 500 metri di panne rigide, con i relativi sistemi di ancoraggio
- 1.000 metri di panne assorbenti dichiarate impiegabili, nonché 5 metri cubi di materiale oleo-assorbente 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, presenti in loco 24h/24, saranno equipaggiati con le dotazioni previste. In dettaglio:

- 200 metri di panne di altura;
- un sistema meccanico di recupero e separazione olio/acqua con le caratteristiche di cui all’ art. 1 del D.M. 23/01/2017, nonché di casse di raccolta;
- 200 metri di panne assorbenti di tipo riconosciuto impiegabile, nonché 1 metro cubo di materiale oleo-assorbente nelle sue varie configurazioni di tipo riconosciuto impiegabile;
- 500 litri di prodotti disperdenti (Cleaning Eco 85 e/o 87) con la relativa apparecchiatura di dispersione.

Infine, sempre in caso di attività di perforazione di pozzi, per gli impianti di perforazione saranno rese disponibili le seguenti dotazioni:

- un quantitativo di panne di altura non inferiore al perimetro esterno della piattaforma maggiorato del 30%;
- un quantitativo di panne assorbenti di tipo riconosciuto impiegabile, non inferiore al doppio della somma del perimetro esterno della singola piattaforma;
- 1.000 litri di prodotti disperdenti (Cleaning Eco 85 e/o 87), unitamente alla relativa apparecchiatura per il loro spandimento in mare.

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.

Osservazione: *non risulta chiaro se lo scenario ipotizzato sia stato elaborato tenendo conto delle peggiori condizioni meteo marine.*

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 riportato nella Figura 5-21 del SIA (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*).

L'evoluzione di uno scenario incidentale in termini di impatto ambientale è determinata dal campo idrodinamico in cui si verifica tale scenario e quindi dall'istante temporale in cui tale incidente avviene.

Per questo motivo, in una prima fase dello studio, grazie all'utilizzo del **modulo stocastico di OSCAR**, è stato simulato lo scenario di riferimento in diversi istanti temporali in un periodo statisticamente rappresentativo.

Ciascun quadro incidentale (combinazione "scenario incidentale - istante di tempo/condizione meteo-marina") 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 indicati di seguito, su target generici (settore costa e mare).

a. **Costa:**
   i. Massa di idrocarburo spiaggiata >1 t in celle 10 km x 10 km [3]
b. **Mare:**
   i. Concentrazione di idrocarburo in colonna d'acqua > 0.5 mg/l (tale valore, precedentemente stabilito dal DPR 470/82 e smi, decreto ora abrogato per effetto del D.Lgs 116/2008, in assenza di un riferimento normativo, è considerato pari al valore limite stabilito dalla norma ora abrogata, ma che continua a costituire un utile riferimento anche da parte di alcuni enti territoriali di controllo (es. ARPAT Toscana)
   ii. Spessore del film superficiale di idrocarburo > 0.04 µm [4]

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,

[3] OLF 2007. Metode for miljørettet risikoalalyse (MIRA) revision 2007

[4] Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC)

rispettivamente sulla superficie marina ed in colonna d'acqua per il settore mare, e lungo il litorale per il settore costa.

Successivamente, per ciascuno di questi quadri incidentali individuati, si è proceduto ad applicare il **modulo deterministico di OSCAR** per la valutazione degli impatti ambientali e del rischio sui target specifici, ovvero sui seguenti comparti ambientali individuati come richiesto dalla Relazione Grandi Rischi ai sensi del D.Lgs. 145/15:

- Comparto "aree, habitat e specie protette";
- Comparto "socio-economico-culturale";
- Comparto "costa e ambiente marino costiero";

Pertanto, 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.

Detto ciò, rispetto all'osservazione presentata è possibile contro-dedurre che:

- ciascun quadro incidentale risulta da una combinazione "scenario incidentale - istante di tempo/condizione meteo-marina",
- rispetto allo scenario incidentale di riferimento (sversamenti contemporanei da più serbatoi di stoccaggio gasolio) è possibile affermare che gli scenari ambientali peggiori in ambiente offshore non sempre corrispondono delle peggiori condizioni meteo marine.
- il modello implementato ha tenuto conto delle "peggiori condizioni meteo-marine", intese come quelle che produrrebbero il massimo impatto sia in mare, che sulla costa.

Si ricorda infine che tali valutazioni sono elaborate secondo quanto richiesto dal DLgs 145/15 e relative linee guida applicative.

Osservazione: *il modello stesso viene applicato esclusivamente alla fase di perforazione, mentre i rilasci potrebbero avvenire durante le fasi di estrazione e di chiusura pozzo.*

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[5].

Osservazione: *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.*

Come riportato sopra, 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 precedente Figura 3-1 (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. Infatti, se si realizzasse una cartografia con focus sulla costa la chiazza di gasolio non rientrerebbe nell’inquadramento e non sarebbe visibile.

[5] KMN-RGR-2017-01, “Relazione Grandi Rischi – Jack-up Key Manhattan”

Osservazione 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 tecnico-consultivo 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").

E 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.

Osservazione 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

Per quanto riguarda i chiarimenti sulla documentazione di sicurezza, va innanzitutto 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, come già esplicitato nei paragrafi precedenti, 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 sopra descritto 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), relativi agli scenari di:

- rilascio dalle diverse sezioni di impianto (teste pozzo, separatori, impianti gas servizi e dalle linee di uscita) o per attività di manutenzione straordinaria ai pozzi
- rilascio da serbatoio gasolio
- collisioni con mezzi navali o elicottero

Per ognuno degli scenari sopracitati è 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 similare 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. L’analisi individua i rischi connessi con le seguenti attività:

- navigazione (il jack-up è classificato come Self Elevating Mobile Drilling Unit e viene trasportato da un sito di perforazione/workover ad un altro)
- operazioni di ancoraggio e posizionamento (che avviene all’arrivo del jack sul sito delle operazioni)
- operazioni di perforazione / attività combinate (perforazione + produzione), durante la quale il jack-up è a tutti gli effetti un’installazione fissa (gambe infisse nel fondale marino, scafo sollevato rispetto alla linea di galleggiamento e rig in assetto di perforazione/workover).

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), 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.

Con riferimento a quanto chiarito in premessa, ad ulteriore dimostrazione che il processo di individuazione e gestione dei rischi per la salute e sicurezza è completo, si conferma che tali aspetti sono trattati, analizzati e autorizzati anche nell’ambito di altri iter legislativi.

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.

Ai sensi degli articoli 90 e 93 del D.Lgs n.624 del 25/11/1996 le misure di prevenzione incendio vengono preventivamente valutate e verificate attraverso il riscontro delle opere realizzate da parte della Sezione UNMIG di Roma, dal Comando dei Vigili del Fuoco di Teramo e dalla Capitaneria di Porto di Pescara.

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.

Ai sensi dell’art.76 del D.Lgs. 624 del 25/11/1996,una volta terminato positivamente l’iter di valutazione di impatto ambientale, Eni richiederà l’autorizzazione all'autorità di vigilanza, presentando un piano dei lavori dove vengono preventivamente analizzati, nel dettaglio, i rischi per il personale, per le strutture, per l'ambiente e per il buon governo del giacimento; all’interno di questo “Piano Operativo di Simultanea”, vengono valutati, oltre ai rischi legati al blow-out, ai versamenti di idrocarburi e fluidi in mare, agli incidenti strutturali, agli incendi ed esplosione sia sul Jack Up che sulla piattaforma di produzione, anche i rischi legati ad eventuali collisioni con mezzi navali, danni a teste pozzo o zone impianti di produzione, problematiche legate a black-out elettrici, rischi minerari generici, rischi correlati alla movimentazione materiali, rischi correlati alle operazioni di trasbordo via nave o elicottero, analisi di rischi legati ad attività di manutenzione, caduta gravi sul main deck. Questa valutazione dei rischi è svolta anche al fine di verificare l’accettabilità del rischio occupazionale dei lavoratori impiegati nelle operazioni.

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.

Lo studio di riqualifica strutture prevede:

- Analisi statica in servizio in condizioni operative e tempesta;

- Analisi dinamica;
- Analisi sismica;
- Analisi a fatica con approccio stocastico propedeutica per la valutazione dell’affidabilità a fatica e per la revisione del piano di ispezioni periodiche;
- Invio dei documenti all’Ente di Certifica, per l’ottenimento del certificato di Riqualifica, comprovante l’idoneità della piattaforma ad operare in sicurezza per il periodo di estensione vita

Gli impatti legati agli aspetti di subsidenza sono descritti nel piano di monitoraggio geodinamico, analizzati al punto 1.2 della presente nota.

3.3 Contributo del metano ai cambiamenti climatici

Osservazione 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 CO2 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 CO2 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.

Per compiere il cammino che ci separa da questo futuro “rinnovabile” è necessario affidarsi ancora alle fonti fossili. L’unica che garantisce emissioni contenute, costi sostenibili, continuità di produzione e disponibilità a lungo termine, è il gas naturale.

In questo contesto Eni ha impostato da tempo una strategia integrata di transizione energetica verso un futuro low carbon che si basa su 4 pilastri fondamentali (fonte: *Percorso di decarbonizzazione, Eni for 2017*):

1. **riduzione delle emissioni dirette di GHG**: l’obiettivo al 2025 è di ridurre l’intensità emissiva upstream del 43% rispetto al 2014 attraverso l’eliminazione del flaring di processo, la riduzione delle emissioni fuggitive di metano e la realizzazione di interventi di efficienza energetica;
2. **implementare un portafoglio Oil & Gas low carbon** caratterizzato da progetti convenzionali e a bassa intensità di CO2;
3. **sviluppo di nuovi progetti green** attraverso a) un impegno crescente nelle energie rinnovabili; b) sviluppo della seconda fase della bioraffineria di Venezia e completamento di quella di Gela; c) consolidamento nella chimica verde;
4. **impegno in attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S)** per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione e trovare soluzioni innovative per favorire la transizione energetica.

Nell’ambito di tale programma, il gas naturale impiegato nei vari settori è un valido alleato per la salvaguardia climatica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, che scontano ancora alcuni limiti di natura economica e tecnologica.

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 si 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.

3.4 Sviluppo delle risorse "Nazionali" di Idrocarburi

Osservazione 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 inoltre che il volume del gas prodotto dalla scrivente 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 GSm3 di gas e 5,75 Mton di olio che corrispondono rispettivamente a circa il 10% ed il 7% del fabbisogno energetico nazionale.

3.5 Programma fluidi di perforazione

Osservazione 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 (prima parte)

In merito alla prima parte dell'Osservazione secondo cui "*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* ", si chiarisce che 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, di seguito 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 12¼'');*
- *Fluido **DIF**: fluido a base acqua (Fase 8½'');*
- *Fluido di completamento **BRINE $CaCl_2$**: fluido a base acquosa con cloruro di calcio […]*

[…] Nelle successive Tabelle 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 […].

Tabella 3-2: principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW GE PO" (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,15 kg/l)

Fornitore MI	Prodotto	Azione	Concentrazione (kg/m^3)	%
-	Acqua	Fluido base	942	94,2
Bentonite	Bentonite	Viscosizzante principale	30	1,2
Barite	Barite (BaSO4)	Regolatore di peso	170	4,0
Soda	Soda caustica NaOH	Correttore di PH	2	0,1
S persene CF	Lignosulfonato calcico Chrome free	Disperdente flocculante	1	0,2
Pac ulv	Polimero riduttore di filtrato	Riduttore di filtrato	3	0,2
Sodio bicarbonato	Sodio bicarbonato	Riduttore PH reagente ioni Ca++	1	0,0
flowzan	biopolimero	Controllore reologia	1,5	0,1

Tabella 3-3: principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base oleosa della tipologia "LT IE 80" (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,25 kg/l)

Fornitore MI	Prodotto	Azione	Concentrazione (kg/m^3)	%
Lamix 30	Lamix	Fluido base di emulsione	533	66,6
-	Acqua	Fase interna	145	14,5
Barite	Barite (BaSO4)	Regolatore di peso	435	10,4
VG 69	Argilla organifila	Viscosizzante	18	1,1
Megamul	Emulsivo	Emulsivo	33	3,3
Calcio cloruro	Calcio cloruro	Attività elettrolitica	62	2,3
Calce idrata	Calce idrata	Controllo alcalinità	15	0,7
HRP	Modificatore di reologia	Modificatore di reologia	3	0,3
Versatrol e m	Polimero	Controllo filtrato alta temperatura	6	0,6

Tabella 3-4: principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base oleosa della tipologia "LT IE 80" (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,35 kg/l)

Fornitore MI	Prodotto	Azione	Concentrazione (kg/m^3)	%
Lamix 30	Lamix	Fluido base di emulsione	519	64,9
-	Acqua	Fase interna	133	13,3
Barite	Barite (BaSO4)	Regolatore di peso	554	13,2
VG 69	Argilla organifila	Viscosizzante	20	1,3
Megamul	Emulsivo	Emulsivo	40	4,0
Calcio cloruro	Calcio cloruro	Attività elettrolitica	55	2,0
Calce idrata	Calce idrata	Controllo alcalinità	20	0,9
HRP	Modificatore di reologia	Modificatore di reologia	3	0,3
Versatrol e m	Polimero	Controllo filtrato alta temperatura	6	0,6

Tabella 3-5: principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "DIF" (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,35 kg/l)

Fornitore MI	Prodotto	Azione	Concentrazione (Kg/m^3)	%
-	Acqua	Fluido base	725	72,5
Flovis plus	Polimero	Viscosizzante	6	0,4
Lubrificant 45	Lubrificante	Riduttore di frizione	30	3,1
Soda caustica	Soda caustica NaOH	Correttore di PH	2	0,1
Flo trol	Polimero	Controllore di filtrato	20	1,3
Kla stop	Poliammina	Inibitore di argille	25	2,4
Safe carb 10	Carbonato	Regolatore di peso e intasante	250	9,3
Safe carb 20	Carbonato	Regolatore di peso e intasante	155	5,7
Safe carb 40	Carbonato	Regolatore di peso e intasante	60	2,2
Safe carb 250	Carbonato	Regolatore di peso e intasante	80	3,0

Tabella 3-6: principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia BRINE $NaCl_2$ (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,35 kg/l)				
Fornitore MI	**Prodotto**	**Azione**	**Concentrazione (Kg/m^3)**	**%**
-	Acqua	Fluido base	860	86,0
Brine $CaCl_2$	Sale	Regolatore di peso	490	14,0

Inoltre, a completamento di quanto descritto, in **Allegato 4** al presente documento si riportano sia le **Schede di Sicurezza** sia le **Schede Tecniche** delle sostanze che saranno impiegate per confezionare i fluidi di perforazione indicati nelle precedenti tabelle.

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 adottai da Eni, si rimanda a quanto descritto nel precedente paragrafo 3.2 (cfr. risposta all'Osservazione 3).

3.6 Stato del Mar Adriatico

Osservazione 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

In merito all'Osservazione sulla qualità delle acque del Mar Adriatico, si precisa che 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.

3.7 Rischio Sismico

Osservazione 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.IA. 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”***.

Tale studio è riportato in **Allegato 5** al presente documento cui si rimanda per le necessarie valutazioni.

3.8 Subsidenza

Osservazione 12

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

Risposta

In riferimento all’Osservazione citata si chiarisce che 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.

3.9 Rilascio di inquinanti durante la fase di perforazione/estrazione

Osservazione 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), si ribadisce 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, 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.

In particolare, si ricorda che:

- 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;
- Eni, nell'ottica di ridurre il più possibile l'impatto ambientale derivante dalle attività di perforazione, 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.

Per quanto riguarda eventuali eventi incidentali individuati in fase di perforazione che potrebbero causare il rilascio in mare di sostanze contaminati, si rimanda a quanto descritto nel precedente **paragrafo 3.2** in merito alle misure di prevenzione dei rischi ambientali ed accorgimenti tecnici adottai da Eni.

Inoltre, si ricorda che 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 trasferiti tramite sealine (da 3”) prima alla piattaforma Eleonora e successivamente alla Centrale gas di Pineto.

3.10 Area reperimento dell’Area Marina Protetta del Piceno

Osservazione 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.*”

Si 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.

Le aree marine protette vengono istituite, ai sensi delle Leggi n. 979 del 1982 e n. 394 del 1991, con un Decreto del Ministro dell'Ambiente che contiene la denominazione e la delimitazione dell'area, gli obiettivi e la disciplina di tutela a cui è finalizzata la protezione. Ad oggi, l’area in oggetto non ha ottenuto un’istituzione definitiva e non può essere pertanto essere considerata come un’Area Marina Protetta.

Inoltre, 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”) e precisamente in Tabella 3 a pag.16, 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 (cfr. **Capitolo 5** dello **SIA Doc. SICS_220**, **Aprile 2018**).

3.11 Procedimento di VIA – eventuali integrazioni

Osservazione 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

La procedura di VIA è relativa al progetto di perforazione e coltivazione del nuovo pozzo "Donata 4 Dir" e l'invio del gas e delle acque di strato separate sull'esistente piattaforma Eleonora tramite le condotte sottomarine, anch'esse già esistenti.

Come previsto dalla normativa, lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato predisposto per conto di Eni dall'RTI Proger SpA/HPC Italia Srl, ed è il frutto del lavoro di un team multidisciplinare di professionisti composto da ingegneri, geologi, biologi e laureati in scienze ambientali, tutti in possesso di comprovata esperienza pluriennale nella redazione di SIA nel campo oil&gas, sia onshore che offshore.

Inoltre, lo SIA è comprensivo di Cover (rif. doc SICS_220_Cap.01) con firma e timbro di iscrizione all'albo degli Ingegneri del Dott. Ing. Cesare di Michele, in qualità di professionista della Proger e coordinatore del gruppo di lavoro che ha redatto lo Studio e riporta le firme del personale Eni che ha verificato e approvato lo Studio.

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 nella sezione VAS e VIA.

In particolare, lo Studio di Impatto Ambientale è stato strutturato come di seguito descritto:

- Introduzione (rif. doc SICS_220_Cap.01): descrive sinteticamente il progetto, i riferimenti normativi applicabili, l'inquadramento territoriale, le motivazioni del progetto, l'individuazione delle possibili alternative compresa l'alternativa "zero" e la presentazione del proponente;
- Quadro di Riferimento Programmatico (rif. doc SICS_220_Cap.02): esamina gli strumenti di programmazione e pianificazione territoriale vigenti, nonché la legislazione di settore e i vincoli di tipo ambientale, territoriale e paesaggistico e ne verifica la coerenza e il rispetto da parte del progetto;
- Quadro di Riferimento Progettuale (rif. doc SICS_220_Cap.03): descrive dettagliatamente il progetto e le tecniche operative adottate, nonché individua i potenziali fattori perturbativi per l'ambiente e illustra le misure di prevenzione e mitigazione previste a livello progettuale volte a minimizzare gli impatti con le diverse componenti ambientali;
- Quadro di Riferimento Ambientale (rif. doc SICS_220_Cap.04): individua e descrive l'ambito territoriale coinvolto dal progetto e le componenti ambientali potenzialmente soggette ad impatti, valutandone lo stato attuale di qualità ambientale;
- Stima degli Impatti (rif. doc SICS_220_Cap.05): identifica le potenziali interferenze dell'opera con l'ambiente, valutandone la relativa significatività, e definisce le misure di mitigazione e di controllo adottabili per limitare e contenere i potenziali impatti;
- Conclusioni (capitolo comprensivo di bibliografia, sitografia, elenco allegati ed elenco appendici) (rif. doc SICS_220_Cap.06): sintetizza le valutazioni effettuate nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale per il progetto in esame.

Pertanto, si può affermare che lo Studio di Impatto Ambientale presentato sia comprensivo di tutti i contenuti previsti dalla vigente normativa.

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.

Infine, per quanto riguarda la parte dell'Osservazione secondo cui "*viene inoltre richiesto al Ministero dell'Ambiente di non consentire l'integrazione del SIA fuori dalle condizioni previste dalla legge"*, fatte salve eventuali determinazioni in merito da parte del Ministero, di seguito si richiama quanto previsto dall'art. 24 (Consultazione del pubblico, acquisizione dei pareri e consultazioni transfrontaliere) del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii e pubblicato sul sito del MATTM nella sezione "Indicazioni operative per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale" (http://www.va.minambiente.it/it-IT/ps/Comunicazione/IndicazioniOperativeVIA).

Successivamente alla scadenza della fase di consultazione pubblica, l'iter procedurale prevede diverse fasi che possono aver luogo e pertanto sono da considerarsi eventuali rispetto all'iter ordinario:

- **Controdeduzioni:** Entro i trenta giorni successivi alla scadenza della fase di consultazione pubblica, il proponente può presentare alla DVA le proprie controdeduzioni alle osservazioni ed ai pareri pervenuti.
- **Richiesta integrazioni:** Entro i 30 giorni successivi alla scadenza della fase di consultazione pubblica ovvero all'acquisizione delle controdeduzioni, ove presentate dal proponente, su proposta della CTVA, la DVA può richiedere integrazioni alla documentazione presentata dal proponente. La richiesta di modifiche/integrazioni alla documentazione può essere avanzata una sola volta nel corso dell'intera procedura e le medesime devono essere trasmesse dal proponente entro un termine non superiore a 30 giorni decorrenti dalla data della richiesta da parte della DVA. Se il proponente non trasmette la documentazione integrativa entro il termine stabilito nella comunicazione della DVA, l'istanza di VIA si intende respinta e la DVA procede all'archiviazione della medesima.

Pertanto, si ritiene che l'autorità competente possa consentire l'integrazione del SIA, in quanto in linea con quanto previsto dalla normativa vigente.