



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

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

Sottocommissione VIA

* * *

Parere n. 119 del 11 dicembre 2020

Progetto:	<p><i>Verifica di ottemperanza</i></p> <p><i>Aggiornamento Verifica di ottemperanza alla prescrizione A.4) del decreto VIA-AIA n. 149 del 27/05/2014 relativa al progetto "Offshore Ibleo - Campi Argo e Cassiopea" Concessione "d3G.C-.AG"/PANDA</i></p> <p>IDVIP4486</p>
Proponente:	<p>ENI S.p.A.</p>

Aggiornamento Verifica di ottemperanza alla prescrizione A.4) del decreto VIA-AIA n. 149 del 27/05/2014 relativa al progetto "Offshore Ibleo - Campi Argo e Cassiopea". Concessione "d3G.C-.AG"/PANDA.

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

1. Richiamata la normativa che regola il funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell'impatto ambientale VIA –VAS, e in particolare:

- il D.lgs del 3 aprile 2006, n.152 recante “*Norme in materia ambientale*” e s.m.i. ed in particolare l’art. 8 (*Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS*), come modificato dall’art. 228, comma 1, del Decreto Legge del 19 maggio 2020, n.34 recante “*Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19*”;
- il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 13 dicembre 2017, n. 342 recante Articolazione, organizzazione, modalità di funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS e del Comitato Tecnico Istruttorio;
- il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 20 agosto 2019, n. 241 di nomina dei componenti della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS;

PREMESSO che:

-la Società ENI S.p.A. (d’ora innanzi Proponente) in data 30/01/2019 con nota prot. 344 ha presentato, ai sensi dell’art.28 del D.Lgs.n.152/2006, domanda per l’avvio della procedura di verifica di ottemperanza alla prescrizione A.4 impartita con il Decreto VIA/AIA D.M. 149 del 27/05/2014 relativo al progetto di sviluppo “*Offshore Ibleo*” campi Gas Argo e Cassiopea. Concessione “*d3G.C.-AG*”/PANDA da realizzarsi nei Comuni di Gela (CL) e Licata (AG);

- la domanda è stata acquisita dalla Divisione II della Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni ambientali, oggi Divisione V - Sistemi di valutazione ambientale della Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo (d’ora innanzi Divisione) con prot. DVA/2589 in data 4/02/2019;

- la Divisione con nota prot. DVA/3340 in data 11/02/2019, acquisita dalla Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS (d’ora innanzi Commissione) con prot. CTVA/487 in data 12/02/2019 ha trasmesso, ai fini dell’avvio dell’istruttoria tecnica di verifica di ottemperanza alla prescrizione A.4, la domanda sopraccitata e la documentazione progettuale e amministrativa allegata;

- con nota prot. MATTM/52892 del 8/07/2020, acquisita al prot. CTVA/2145 del 9/07/2020, la Direzione ha designato, prendendo atto della proposta di assegnazione trasmessa dal Presidente della Commissione, il Referente Istruttore della presente procedura;

- con nota acquisita al prot. CTVA/3894 del 26/11/2020, il Proponente ha inviato chiarimenti relativi alla documentazione tecnica allegata all’istanza del 30/01/2019;

RILEVATO che per il progetto in questione:

- con il decreto di compatibilità ambientale n 149 del 27/05/2014 è stato espresso giudizio positivo con prescrizioni circa la compatibilità ambientale del progetto “*Offshore Ibleo – Campi Argo e Cassiopea*”;
- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA-DEC-2015-0000207 del 23/06/2015, tenuto conto del parere della Commissione n. 1806 del 12/06/2015, è stato comunicato al Proponente l’esito sulla

verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.16 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014 - Progetto di monitoraggio per il controllo della subsidenza;

- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA-DEC-2016-0000089 del 16/03/2016, tenuto conto del parere della Commissione n. 2009 del 4/03/2016, è stato comunicato al Proponente l'esito sulla verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.6 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;
- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA-DEC-2019_0000019 del 28/01/2019, tenuto conto del parere della Commissione n. 2892 del 7/12/2018, è stato comunicato al Proponente l'esito sulla verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.7 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;
- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA-DEC-2019-0000001 del 4/01/2019, tenuto conto del parere della Commissione n. 2893 del 7/12/2018, è stato comunicato al Proponente l'esito sulla verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.3 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;
- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA_DEC_2019-0000105 del 28/03/2019, tenuto conto del parere della Commissione n. 2971 del 15/03/2019, è stato comunicato al Proponente l'esito sulla verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.8 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;
- con la Determina Direttoriale prot. n. DEC-317 del 6/10/2020, tenuto conto del parere della Commissione n. 10 del 20/08/2020, è stato comunicato al Proponente l'esito sulla verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.22 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;
- con il Parere n. 48 del 2/10/2020 la Sottocommissione VIA ha verificato l'ottemperanza alla prescrizione n. A.18 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;

CONSIDERATO in particolare che:

- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA-DEC-2016-0000032 del 05/02/2016, tenuto conto del parere della Commissione n. 1963 del 15/01/2016, è stato comunicato al Proponente l'esito sulla verifica di ottemperanza sulla prescrizione n. A.4 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014;
- il proponente ha successivamente ritenuto di modificare il progetto originario, che aveva ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale n. 149 del 27/05/2014, rinunciando alla realizzazione della piattaforma Prezioso K, e prevedendo, in alternativa, di trasportare direttamente a terra (dove sarebbero state ricollocate tutte le unità di impianto originariamente previste sulla piattaforma), il gas proveniente dai giacimenti;
- con la Determina Direttoriale prot. n. DVA-DEC-2018-0000055 del 7/02/2018, tenuto conto del parere della Commissione n. 2603 del 19/01/2018, gli interventi suddetti denominati "*Interventi di ottimizzazione del progetto Offshore Ibleo - Campi gas Argo e Cassiopea*" sono stati esclusi dalla VIA con condizioni;

RILEVATO che:

- il presente parere ha per oggetto l'esame della seguente documentazione acquisita per la verifica di ottemperanza e relativa alla prescrizione di competenza del MATTM così come disposto dalla Divisione con la nota sopracitata prot. DVA/3340 in data 11/02/2019:
- *Allegato 1: Revisione dell'Analisi di rischio sulle Sealine Cassiopea-Terra per cause esterne dovute al traffico navale;*
- *Allegato 2: Revisione dell'Analisi di Rischio sulle Sealine Cassiopea-Terra dovute al traffico navale;*
- Nota acquisita al prot. CTVA/3894 del 26/11/2020 inerente chiarimenti relativi alla documentazione tecnica allegata all'istanza del 30/01/2020;

RILEVATO che la prescrizione n. A.4 riporta:

- "In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori, tenuto conto che le condotte a mare di seguito denominate sealine saranno ubicate in prossimità delle piattaforme Prezioso e Prezioso K o comunque in vicinanza di strutture ad alto rischio di incidente, dovrà essere eseguita un'analisi di rischio delle condotte a mare con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da impatto e trascinamento di ancore, interferenza con attrezzature di pesca, malfunzionamento delle attrezzature in uso alle piattaforme, errore umano, ecc. esattamente come previsto dalle normative internazionali DnV RP-F107 "Ride Assessment of Pipeline Protection"; ciò in considerazione del fatto che le sealine in questione sono escluse dal campo di applicazione del D.Lgs. 334/99 ai sensi dell'art. 4, lett. d). E' prescritto altresì il pieno rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "Submarine Pipeline Systems" in cui è previsto che la probabilità di rottura di ogni condotta sottomarina sia inferiore a 1×10^{-5} /anno";

CONSIDERATO

che:

- il progetto Offshore Ibleo prevede per i campi a gas Argo e Cassiopea una analisi di rischio per cause esterne sulla sealine al fine di ottemperare ad una prescrizione del decreto di compatibilità ambientale (TEASISTEMI 15-059 Rev7, "Analisi di Rischio sulle Sealine Argo-Cassiopea-PreziosoK per Cause Esterne");
- allo stato attuale tale analisi deve essere rivista essendo variate le condizioni di progetto per ciò che riguarda il trasporto del gas a terra che avverrà attraverso sealine da 14" che parte dal manifold Cassiopea e giunge a costa da est connettendosi ad una tubazione in cemento (configurazione DUCT);
- è stata effettuata un'analisi delle frequenze di rottura della linea in oggetto (Allegato 1) dovute a cause esterne legate alle caratteristiche specifiche del sito e alle operazioni effettuate, sulla base delle linee guida dettate all'interno della *Recommended Practice DnV RP-F107*, come richiesto;
- in accordo alla normativa internazionale *DnV-OS-F101, Submarine Pipeline System*, è stato verificato che la probabilità di rottura per cause esterne di ogni condotta sia inferiore a 1×10^{-5} ev/anno, per il tratto offshore, e 1×10^{-6} ev/anno per la sezione di arrivo a costa;
- dal punto di vista metodologico sono stati adottati modelli di probabilità relativi alla normativa *Recommended Practice DNV-RP-F107* riguardanti il calcolo delle frequenze di impatto di 1) imbarcazioni sui riser, 2) imbarcazioni in affondamento, 2) interazioni con navi che si arenano sul fondale, 3) interferenze con attrezzature da pesca, 4) interazioni con ancore, 5) caduta di oggetti dalle navi, ottenendo una valutazione del danno alla condotta sottomarina;
- i codici di calcolo hanno considerato le caratteristiche geometriche dell'evento, le condizioni al contorno (scenario di riferimento caratterizzato da dati di produzione caratterizzati da massima pressione di ricevimento e massima portata al separatore), dati termodinamici per la composizione del gas in linea, i dati del traffico marittimo (documentazione SIA di progetto: il Canale di Sicilia risulta essere un tratto di mare interessato soprattutto da transiti di navi di dimensioni medie indicativamente comprese tra 1.600 e 29.999 tonnellate, che rappresentano circa il 70% del traffico navale totale stimato), i dati di pesca (area di pesca B1 sud di Gela), la caratterizzazione delle ancore per ciascuna classe di imbarcazione, le caratteristiche delle imbarcazioni, la distribuzione media annuale della velocità del vento per direzione di provenienza, i dati ambientali (temperatura media annuale dell'aria, condizioni metereologiche di riferimento, temperatura media annuale del mare, profilo di corrente);

- la valutazione delle conseguenze associate ad un eventuale rottura sulle linee è stata effettuata in corrispondenza di 3 punti diversi:
 1. *manifold* di Cassiopea (KP 0): rottura sottomarina a circa 660 m di profondità del mare con simulazione di rottura a ghigliottina;
 2. rottura in corrispondenza di KP 15: rottura sottomarina ipotizzata nella sezione con frequenza di interazione maggiore ad una profondità del mare di circa 377 m;
 3. rottura nella sezione di arrivo a costa: la rottura è stata considerata a valle della valvola di sezionamento (SSIV) posta a base *riser* in acqua, ad una profondità di circa 5 m. Al fine di completare l'analisi è stata simulata anche la rottura a ghigliottina a monte della valvola in modo da valutare eventuali problemi di stabilità che si possono generare al seguito del rilascio del gas;

- in accordo con le DNV-RP-F107, sono state considerate le seguenti dimensioni di rottura:
 1. 70 mm, corrispondente ad una rottura piccolo-media (R1)
 2. a ghigliottina (R2)

- per le rotture sottomarine, a seguito del rilascio si determina la formazione di un *plume* che risale verso la superficie dapprima sotto forma di getto e successivamente sotto forma di bolle, formando idrati qualora le condizioni di temperatura e pressione favoriscano il processo. In generale è stato verificato che le condizioni ambientali sono tali da sfavorire la formazione di idrati;

- a seguito del rilascio una frazione significativa di gas fuoriuscito può dissolversi in mare e il residuo risalire in superficie sotto forma di bolle determinando una *bubbling area*. La concentrazione di infiammabili all'interno di quest'area è stata calcolata con il modello di Fannelop & Sjoen (1980), *Hydrodynamics of underwater blowouts*, Norwegian Maritime Research, 4, 17-33. La massima concentrazione in superficie è risultata, dai modelli di simulazione e dai codici di calcolo utilizzati, pari a 1.97% vol, inferiore ai limiti di infiammabilità del gas scaricato ($1/2 \text{ LEL} = 2.5\% \text{ vol}$);

- la presenza di gas nella colonna d'acqua è stato verificato possa portare ad una riduzione locale della densità inferiore dell'1%, non determinando eventuali problemi di stabilità per le imbarcazioni in transito nell'area;

- confrontando i valori di concentrazione delle componenti chimiche del gas ottenuti con i limiti di infiammabilità del gas scaricato ($1/2 \text{ LEL} = 2.5\% \text{ vol}$) appare come il gas subisca una diluizione rapida appena raggiunto il pelo libero dell'acqua, fatta eccezione per la rottura a ghigliottina a KP15 per la quale la dispersione del gas infiammabile, analizzata con il codice CALPUFF, ha rilevato un'area di impatto di 600 m. Tenendo in considerazione che non si hanno installazioni fisse lungo il profilo della linea e che le frequenze di interazione tra linea ed imbarcazioni sono molto basse è stato ritenuto che il rischio per la sicurezza delle persone, compresi gli equipaggi delle imbarcazioni, sia trascurabile;

- per le rotture a costa sono state analizzati gli andamenti della portata rilasciata nel tempo nel caso di rotture a monte (sottomarina) e a valle (atmosfera) della valvola di sezionamento. La rottura a monte della valvola di sezionamento porta ad un rilascio sottomarino in acque poco profonde (5m circa). In questo caso il gas rilasciato non si dissolverebbe in acqua ma raggiungerebbe la superficie del mare per poi disperdersi in atmosfera. La nube di gas infiammabile in tal caso potrebbe potenzialmente raggiungere, secondo le simulazioni, l'impianto a terra, interessando l'entroterra per 2 km; anche in questo caso è stata valutata la possibilità di formazione di una *bubbling area*. Lo studio evidenzia come nel tratto a costa il rilascio non creerebbe alcun problema di stabilità per imbarcazioni in transito;

- per la rottura a costa, a valle della valvola di sezionamento, è stata analizzata l'evoluzione del rilascio in *flash fire* e *jet fire*. Essendo l'area del pontile libera da confinamento e congestionamento, l'esplosione non è stata ritenuta una ipotesi credibile. Il rilascio è stato considerato orizzontale libero e completamente frenato. Le simulazioni sono state condotte con il codice PHAST considerando due differenti condizioni meteorologiche (F2 e D5, Pianificazione di emergenza esterna per impianti industriali a rischio incidente rilevante. Linee Guida, Dipartimento Protezione Civile). Dall'analisi dei risultati si evidenzia che, in caso di rottura, le aree di impatto potrebbero potenzialmente raggiungere l'impianto a terra;
- lo scenario di riferimento considerato è relativo alle normali condizioni di esercizio (pressione d'arrivo 45 bar). Non è stato considerato lo scenario di chiusura della SDV (valvola di blocco) a costa e mancata chiusura dei pozzi con conseguente pressurizzazione della linea (220 bar). Tale scenario sarebbe caratterizzato da frequenze inferiori ai limiti imposti dalla DNV-OS-F101, essendo esso scatenato dalla concomitanza di più eventi (chiusura spuria SDV, mancata chiusura pozzi, rottura dovuta a traffico navale);
- per quanto riguarda l'Allegato 2 (revisione dell'analisi di rischio sulla *sealine* Cassiopea-Terra dovuta a traffico navale) sono stati investigati e approfonditi gli *hazards* associati alle attività di *anchor handling, lifting, trawling* e gli *hazards* associati al passaggio di *tanker, supply vessels* e traffico marino in generale;
- per il tratto offshore, sommando tutte le frequenze di rottura relative ad ogni scenario, si ottiene una frequenza di rottura globale inferiore al limite imposto dalla *DNV Recommended Practice*, pari a $1.00E-05$ ev/yr.
- per quanto riguarda l'arrivo a costa (assunto pari all'ultimo chilometro di linea), l'analisi delle frequenze è stata limitata alle sole cause di rottura strettamente legate al traffico navale; queste risultano inferiori rispetto al limite di $1.00E-06$ ev/yr.
- per quanto riguarda l'analisi delle conseguenze degli scenari incidentali considerati credibili per il tratto offshore, si riscontra che una frazione significativa di gas rilasciato possa dissolversi in mare mentre il residuo possa essere in grado di risalire in superficie. La dispersione atmosferica di tale nube determina aree di impatto di alcune centinaia di metri, ma in un'area dove non sono previste installazioni fisse e la frequenza di interazione tra linee e imbarcazioni è molto bassa;
- in prossimità dell'arrivo a costa, il gas risalirebbe in superficie formando una nube che disperdendosi nell'ambiente, sarebbe potenzialmente in grado di raggiungere l'impianto a terra entro 2 km dalla costa (Raffineria di Gela) con concentrazioni nel campo di infiammabilità;
- per quanto riguarda i casi di rilascio a costa (rilasci entro 1 km dalla linea costiera), l'analisi evidenzia che le frequenze associate risultano inferiori rispetto al limite, mentre l'analisi delle conseguenze evidenzia impatti possibili sull'impianto a terra per i quali si è ritenuto di non intraprendere azioni preventive;

che in particolare, rispetto alle eventuali criticità riscontrate in Allegati 1 e 2, gli aspetti significativi sono i seguenti:

- la mancanza della valutazione di un impatto dovuto chiaramente ad un errore umano come richiesto dalla prescrizione; con nota acquisita al prot. CTVA/3894 del 26/11/2020 tuttavia è stato chiarito il ruolo dell'errore umano negli scenari presentati;
- il modello di Fannelop & Sjoen (1980) non discusso alla luce di bibliografia più recente (per esempio *Journal of Hydraulic Research*, 2003, 41(4), 339-351; *Risk Analysis*, 2017, 28(5), 1173-1196); con nota acquisita al prot. CTVA/3894 del 26/11/2020 è stato chiarito il ruolo del modello di Fannelop & Sjoen e quello della bibliografia più recente utilizzata nel codice di calcolo CDOG (Clarkson Deepwater Oil and Gas);

- il riferimento in Allegato 1 a tabelle che non sono riportate nell'elaborato (es. tabelle 8-7 e 8.8); con nota acquisita al prot. CTVA/3894 del 26/11/2020 è stato chiarito l'errore nei riferimenti in Allegato 1;

che le risultanze dell'istruttoria indicano che:

- la relazione è stata condotta come richiesto dalla nota prot. DVA/3340 in data 11/02/2019 seguendo le normative internazionali DnV RP-F107 *Ride Assessment of Pipeline Protection*; ciò in considerazione del fatto che le *sealine* in questione sono escluse dal campo di applicazione del D.Lgs. 334/99 ai sensi dell'art. 4, lett. d);
- è stato verificato il pieno rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "Submarine Pipeline Systems" in cui è previsto che la probabilità di rottura di ogni condotta sottomarina sia inferiore a 1×10^{-5} /anno";
- con nota acquisita al prot. CTVA/3894 del 26/11/2020 sono stati chiariti gli aspetti per i quali erano state segnalate criticità in Allegato 1;

la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS

per le ragioni in premessa indicate sulla base delle risultanze dell'istruttoria che precede, e in particolare i contenuti valutativi che qui si intendono integralmente riportati quale motivazione del presente parere

esprime il seguente

MOTIVATO PARERE

In ordine all' "Aggiornamento Verifica di ottemperanza alla prescrizione A.4) del decreto VIA-AIA n. 149 del 27/05/2014 relativa al progetto "Offshore Ibleo - Campi Argo e Cassiopea" così come disposto dalla Divisione con nota di procedibilità prot. DVA/3340 in data 11/02/2019:

- **la valutazione complessiva effettuata consente di ritenere che la prescrizione n. A.4 è ottemperata.**

La Coordinatrice della sottocommissione VIA
Avv. Paola Brambilla

-