



Ministero dell' Ambiente e della Sicurezza Energetica

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

Sottocommissione VIA

Parere n. 663 del 20 gennaio 2023

| | |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Progetto: | <p><i>Verifica di ottemperanza</i></p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14 - REV.01</p> <p>ID_VIP 9080</p> |
| Proponente: | EniMed |

La Sottocommissione VIA

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

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

- il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n. 152 recante “Norme in materia ambientale” (d’ora innanzi d. lgs. n. 152/2006) e in particolare l’art. 8 (Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS) e ss.mm.ii.;
- i Decreti del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 241 del 20/08/2019 di nomina dei Componenti della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS e n. 7 del 10/01/2020 di nomina del Presidente della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS, dei Coordinatori delle Sottocommissioni Via e Vas e dei Commissari componenti delle Sottocommissioni medesime, come modificati con Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 238 del 24/11/2020 e con Decreto del Ministro per la Transizione Ecologica n. 11 del 13 gennaio 2022.

RICORDATA la disciplina costituente il quadro di riferimento dei procedimenti di valutazione ambientale, e in particolare i principi e le norme concernenti la verifica di assoggettabilità a VIA (c.d. “screening”):

- la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2014/52/UE del 16 aprile 2014 che modifica la direttiva 2011/92/UE del 13/11/2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati;
- il D. Lgs. del 3 aprile 2006, n.152 recante “*Norme in materia ambientale*” come novellato dal D. Lgs 16.06.2017, n. 104, recante “*Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la Direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114*”, e in particolare:
- l’art. 5, recante ‘*definizioni*’, e in particolare il comma 1, lett. m), secondo cui “*si intende per*” m) *Verifica di assoggettabilità a VIA di un progetto*”: “*La verifica attivata allo scopo di valutare, ove previsto, se un progetto determina potenziali impatti ambientali significativi e negativi e deve essere quindi sottoposto a procedimento di VIA secondo le disposizioni di cui al Titolo III, Parte seconda del presente decreto*”;
- l’art. 19, recante ‘*Modalità di svolgimento del procedimento di verifica di assoggettabilità a VIA*’, e in particolare il comma 5, secondo cui “*L’autorità competente, sulla base dei criteri di cui all’Allegato V alla parte seconda del presente decreto, tenuto conto delle osservazioni pervenute e, se del caso dei risultati di altre valutazioni degli effetti sull’ambiente effettuate in base ad altre pertinenti normative europee, nazionali o regionali, verifica se il progetto ha possibili impatti ambientali significativi*” (comma 5);
- gli Allegati di cui alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006 IV-bis, recante “*Contenuti dello Studio Preliminare Ambientale di cui all’articolo 19*” e V, recante “*Criteri per la verifica di assoggettabilità di cui all’art. 19*”;
- il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 30 marzo 2015 n. 52, recante “*Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall’articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116*”;

- il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 24 dicembre 2015 n. 308, recante “*Indirizzi metodologici per la predisposizione dei quadri prescrittivi nei provvedimenti di valutazione ambientale di competenza statale*”;
- il Decreto del Presidente della Repubblica n.120 del 13 giugno 2017, relativo al “*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164*”;
- le Linee Guida “*Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on Screening*” (Directive 2011/92/EU as amended by 2014/52/EU);
- le Linee Guida della Commissione Europea “*Assessment of plans and projects significantly affecting Natura 2000 sites - Methodological guidance on the provisions of Article 6(3) and (4) of the Habitats Directive 92/43/EEC*”;
- le Linee Guida nazionali per la Valutazione di Incidenza (VIncA) – Direttiva 92/43/CEE art. 6, paragrafi 3 e 4” (pubblicate su Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea n. 303 del 28 dicembre 2019);
- le Linee Guida ISPRA per la valutazione integrata di impatto ambientale e sanitario (VIAS) nelle procedure di autorizzazione ambientale (VAS, VIA, AIA) n.133/2016;
- l'art.5, comma 2, lettera e) del Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 13 dicembre 2017, n. 342;
- la nota prot. N. 82322/MATTM de 27 luglio 2021 e relativi allegati con le indicazioni fornite dalla Commissione Europea con la nota Ares (2020)2534146 del 13/05/2020 anche in relazione alle Linee Guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza;
- il decreto ministeriale n. 39 del 19/02/2019 recante indirizzi per uniformare la conduzione dei procedimenti di valutazione di impatto ambientale e di autorizzazione integrata ambientale di competenza del MATTM (oggi MASE) relativi ad opere di prospezioni geofisica, perforazione di pozzi ed altre opere a mare. In particolare, l'art. 3:
 - o 3.1 Con riguardo alla valutazione dell'impatto ambientale relativa ai progetti che prevedano la perforazione di pozzi finalizzati alla ricerca e coltivazione o la messa in coltivazione di giacimenti di idrocarburi, di cui ai punti 7 e 7.1 dell'Allegato II alla Parte Seconda, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, i relativi procedimenti devono essere svolti in presenza di progetti con grado di dettaglio tale da permettere di valutare anche gli impatti connessi alla dismissione delle opere ed al ripristino ambientale delle aree interessate, in conformità a quanto previsto dall'articolo 22, comma 3, lettera b), e dal punto 5, lettera a, dell'allegato VII, alla Parte Seconda, del Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché tenendo conto, se pertinenti, degli obblighi di ripristino di cui all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies, del medesimo decreto legislativo.
 - o 3.2 Per le finalità di cui al comma precedente, lo studio di impatto ambientale deve contenere uno specifico progetto relativo a dismissione e ripristino, individuando modalità, impatti e tempi di attuazione, nonché, in particolare per le attività di coltivazione, individuare con criteri oggettivi e verificabili il termine della vita utile di ciascun pozzo.

CONSIDERATO che:

- ai dati e alle affermazioni forniti dal *Proponente* occorre riconoscere la veridicità dovuta in applicazione dei principi della collaborazione e della buona fede che devono improntare i rapporti tra il cittadino e la pubblica amministrazione ai sensi dell'art. 1, comma 1 bis della l. 241/90, fatte salve in ogni caso le conseguenze di legge in caso di dichiarazioni mendaci.

PREMESSO che:

- Con il decreto ministeriale D.M. 149 del 27.05.2014 è stato rilasciato, in favore della ENI S.p.A. (da ora in poi Proponente), il giudizio favorevole di compatibilità ambientale per il progetto indicato in oggetto, subordinatamente al rispetto, tra le altre, della condizione ambientale n. A.18, di seguito riportata, la cui verifica di ottemperanza è posta in capo al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (all'epoca MATTM):

Condizione ambientale n. A.18

“In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato nella producibilità del progetto”.

- Il Proponente con nota prot. 1005 del 07.09.2022, acquisita al prot. 11728/MiTE del 27.09.2022, ha trasmesso la documentazione atta alla verifica di ottemperanza della condizione ambientale sopra richiamata, nello specifico, ha trasmesso il documento dal titolo: “Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam. Prescrizione A.18 Allegato 1 – Dec. VIA/AIA n. 149/2014 – Rev.01 Giugno 2022” scaricabile dall'indirizzo: <https://va.mite.gov.it/IT/Oggetti/Documentazione/526/13695>.
- A tal proposito si rappresenta che il piano è stato aggiornato a seguito della prescrizione riportata nel provvedimento direttoriale n. 33 del 29 gennaio 2021, con cui è stata determinata la non ottemperanza della prescrizione A.18, sulla base del Parere della Sottocommissione VIA della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS n. 48 del 2 ottobre 2020 nel quale sono state evidenziate criticità e carenze che non hanno consentito una positiva espressione in merito all'avvenuta ottemperanza della prescrizione in argomento.
- Secondo quanto indicato dal MASE, Direzione Generale Valutazioni Ambientali Divisione V – Procedure di Valutazione VIA e VAS con nota prot. 52978/MATTM del 18.05.2021, la Commissione Tecnica di verifica dell'Impatto Ambientale VIA/VAS ha provveduto ad assegnare l'istruttoria tecnica al gruppo istruttore e relativo Referente istruttore, individuato per la tipologia di opera “Risorse minerarie (geotermia, miniere, idrocarburi)”, come comunicato con nota prot. 4611/CTVA del 13.09.2021, successivamente integrata con nota prot. 774/CTVA del 14.02.2022.

RILEVATO che:

- o Il presente parere ha per oggetto l'esame della documentazione acquisita per la **verifica di ottemperanza di competenza dell'attuale MASE, relativa alla condizione ambientali n. A18** di cui al sopra citato decreto direttoriale;
- o l'ottemperanza riguarda le disposizioni di cui alla condizione A.18 riportata nell'Allegato 1 del Decreto di Compatibilità Ambientale ed Autorizzazione Integrata Ambientale (di seguito Dec. VIA/AIA 149/14), rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) il 27 Maggio 2014, per il Progetto “Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” (di seguito Progetto), ubicato nel Canale di Sicilia – Zona G e nel successivo Decreto di esclusione dalla VIA n. 55 del 07 Febbraio 2018 inerente agli Interventi di Ottimizzazione del “Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” (di seguito Integrazioni), che ha recepito integralmente tale prescrizione;
- il Decreto VIA/AIA n. 149 ha ricevuto proroga di validità con Decreto n. 364 del 27/12/2019;

- la prescrizione prevede:

*“In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di **dismissione e ripristino dell'ambiente** nella configurazione marina ante-operam con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto”;*

- le criticità indicate nel Parere della Sottocommissione VIA della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS n. 48 del 2 ottobre 2020 sono qui di seguito riportate:

...il piano economico del progetto di dismissione è carente e non consente l'adeguata comprensione e definizione dei criteri utilizzati per la quantificazione delle risorse necessarie né i tempi di realizzazione delle opere previste.

...il progetto di ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam risulta carente per gli aspetti riguardanti la caratterizzazione delle aree non pavimentate e le relative attività di monitoraggio.

- il termine per l'avvio delle Verifica di Ottemperanza risulta nella fase *ante-operam - Fase precedente la cantierizzazione.*

ESAMINATA la seguente documentazione: *“Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14 - REV.01”.*

RICHIAMATO che:

- Il progetto prevede lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea gestiti dalla Joint Venture tra Eni S.p.A. (Operatore - quota del 60%) e Energean Italy S.p.A. (quota del 40%).
- Obiettivo principale del progetto *“Offshore Ibleo”* è lo sfruttamento delle risorse in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo indicativo di 20 anni; i giacimenti *offshore* che si trovano all'interno della Concessione di Coltivazione denominata *“G.C1.AG”* si trovano a circa 30 km dalla costa della Sicilia a profondità comprese tra 550 m e 620 m.
- I principali interventi sono previsti in ambito 1) *offshore*, 2) *shore approach* e 3) *onshore*, ovvero all'interno del sito Multifunzionale Eni di Gela (come dai documenti di seguito elencati):
 - o Interventi di ottimizzazione al Progetto *Offshore Ibleo* – Campi Gas Argo e Cassiopea Doc. SIME_AMB_01_18 (Amec Foster Wheeler, dicembre 2016).
 - o Studio di Impatto Ambientale *Offshore Ibleo* Campi Gas Argo e Cassiopea - Pozzi Esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, 2011.
- Gli interventi prevedono, per quanto riguarda le **opere offshore** la realizzazione di:
 - o n. 4 pozzi sottomarini produttori, di cui n.1 per il Giacimento *“Argo”* (pozzo Argo 2 - da completare per la produzione) e n. 3 pozzi per il Giacimento di *“Cassiopea”* (pozzi Cassiopea 1 Dir – da completare per la produzione, Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3 da perforare *“ex-novo”*). Ciascun Pozzo verrà completato con croci di produzione orizzontali dotate di struttura di protezione integrata;
 - o una condotta rigida, di diametro pari a 14”, che collega il *Manifold* del campo *“Cassiopea”* con l'approdo *onshore*. Questa condotta posata con operazione di *post-trenching*, si svilupperà per una lunghezza totale di circa 60 km e attraverserà profondità variabili tra circa 670 m e 4 m;
 - o ombelicali di collegamento tra lapiattaforma Prezioso con SDU, seguendo la traccia della condotta rigida, il pozzo sottomarino Argo 2 con SDU, il *Manifold* sottomarino con la SDU e con i pozzi del campo di Cassiopea. Complessivamente gli ombelicali si sviluppano per una lunghezza di circa 45 km e attraversano profondità comprese tra 660 m, in corrispondenza del *Manifold* Cassiopea, e 40 m, in corrispondenza della Piattaforma Prezioso;

- *flexible flowlines* (linee flessibili) di collegamento tra i 3 pozzi Cassiopea 1 Dir, 2 Dir e 3 con il *Manifold* sottomarino di raccolta della produzione del campo “Cassiopea” e tra Argo2 e la linea di produzione di 14”. Complessivamente le *flexible flowline* si sviluppano per circa 11 km e attraversano profondità comprese tra 660 m, in corrispondenza del *Manifold* Cassiopea, e 550 m, in corrispondenza del pozzo Argo 2.
- Gli interventi previsti per l'area *shore approach* e *onshore* prevedono:
- lo sviluppo del Campo di Cassiopea con l'adeguamento dell'attuale trave tubo lato pontile esistente, al fine di un suo sfruttamento per sostenere la condotta da 14” di trasporto del gas. Nello specifico si prevede di utilizzare la struttura della esistente condotta in cemento armato lato pontile di Raffineria su cui posare parte della pipeline da 14” nel suo tratto terminale fino a terra. Una volta sulla terraferma, la condotta eseguirà alcune curve a 90 gradi (*loop* di espansione) necessarie all'assorbimento delle dilatazioni termiche e delle sollecitazioni meccaniche della stessa ed entrerà quindi all'interno dell'area trappola propriamente detta, necessaria alle ispezioni periodiche della linea di trasporto gas;
 - le attività di adeguamento sopra citate interesseranno solo una porzione dell'area di circa 600 m² (identificata come “tratto di intervento”), mentre la rimanente porzione non sarà impattata;
 - tra le modifiche più rilevanti il Proponente evidenzia per l'installazione su terraferma (all'interno del sito Multisocietario Eni di Gela) le componenti necessarie per la compressione, il trattamento e la commercializzazione del gas metano, precedentemente previste sulla piattaforma Prezioso K (non più prevista). L'impianto di trattamento sarà comprensivo di: a) *pipeline* in ingresso all'impianto connessa allo *slug catcher* che assicurerà la separazione del gas dall'acqua di strato; unità di compressione costituita da due treni in parallelo (2×100%), i cui motori saranno alimentati elettricamente; b) unità di disidratazione, basata su una colonna ad assorbimento funzionante con Glicole Trietilenico (TEG); c) sistema di misurazione fiscale prima dell'immissione del gas direttamente in rete nazionale; d) edificio di due piani in calcestruzzo (lunghezza: 21.16m, profondità: 52.06 m e altezza: 8.32m); e) la posa di una condotta gas da 16” per una lunghezza di 2,5 km, necessaria a trasportare il gas, prelevato *offshore* e già convogliato in area *shore approach* tramite *sealine*, fino all'impianto di trattamento.

RILEVATO che:

- la documentazione trasmessa dal Proponente dichiara: “*le attività di dismissione e ripristino ambientale proposte per il Progetto “Offshore Ibleo - Campi Gas Argo e Cassiopea saranno articolate in tre fasi distinte: 1) attività preliminari e di bonifica industriale; 2) attività di smantellamento e demolizione delle opere presenti; 3) attività di ripristino dell'ambiente e riguarderanno sia le opere onshore che offshore, sulla base di: principi precauzionali; le migliori tecniche disponibili e le migliori pratiche in materia ambientale; la limitazione della produzione dei rifiuti; la sicurezza di tutto il personale coinvolto nelle attività di Dismissione; la fattibilità tecnica dei lavori di Dismissione”.*
- Il Proponente dichiara inoltre che: “*Durante le attività di dismissione si dovrà quindi procedere ai seguenti step operativi: eventuale predisposizione di un Piano di Dismissione aggiornato, sulla base delle possibili nuove tecnologie eventualmente disponibili all'epoca piuttosto che di modifiche nel frattempo occorse agli impianti e infrastrutture oggetto del progetto di prossima realizzazione; conseguente ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità; sviluppo del Progetto esecutivo di dettaglio, eventualmente con il supporto di fornitori specializzati precedentemente individuati; bonifica e chiusura mineraria di pozzi e condotte e completamento in genere della dismissione delle opere onshore e offshore; predisposizione di un report finale al termine dei lavori.”*
- Il Proponente riporta che gli interventi di dismissione per le opere *offshore* consisteranno in: a) chiusura mineraria ed abbandono dei pozzi; b) operazioni di flussaggio delle condotte e degli ombelicali; c)

rimozione della sezione di ombelicale e dei relativi materassi di protezione. Così come previsto dalle Guidance Notes – “Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998” aggiornate al 2018, considerata la profondità media del fondale (circa 600 m) e il fatto che la maggior parte delle strutture risulterà parzialmente o completamente ricoperta da sedimenti, il Proponente non ravvisa particolari rischi legati all’abbandono delle installazioni sottomarine, previa bonifica e messa in sicurezza, pertanto: tutti i sistemi sottomarini (teste pozzo, XT, Manifold, PLET, SDU, UTA, ILT, etc.) verranno lasciati in sito in quanto protetti con strutture di protezione in grado di resistere a carichi da pesca; gli ombelicali e le condotte flessibili non saranno rimossi perché interrati ad una profondità di 1 m con ricoprimento di 0,4 m; i jumper e i flying lead posizionati in alto fondale non verranno rimossi perché protetti con materassi o strutture di protezione; la condotta di trasporto idrocarburi diametro 14” verrà lasciata completamente in sito inclusa l’ultima sezione in prossimità del pontile perché affondata ad una profondità di 1 m sotto il fondale e ricoperta per almeno 0,4 m; l’ombelicale principale di controllo (Ombelicale 1) verrà lasciato in sito come chiarito sopra, ad eccezione di un segmento non interrato di circa 40 m in prossimità della piattaforma Prezioso, che verrà sezionato e rimosso.

- Le attività precedenti verranno pianificate nel periodo dell’anno maggiormente favorevole alle operazioni marine, indicativamente tra i mesi di maggio e ottobre.
- La chiusura mineraria di un pozzo è la sequenza di operazioni che precede il suo definitivo abbandono; in genere il foro viene chiuso con cemento, le colonne vengono tagliate per poi procedere alla messa in sicurezza del pozzo, smontando/rimuovendo eventuali strutture presenti. Obiettivo di tali attività è quello di evitare fuoriuscita di fluidi di strato, isolando gli stessi attraverso il ripristino delle chiusure formazionali. Nel caso specifico le attività di chiusura mineraria e abbandono interesseranno i Pozzi Argo 2 e Cassiopea 1, 2, 3, e saranno svolte così come riportato di seguito:
 - o posizionamento dell’impianto di chiusura sopra il pozzo minerario, con annessa strumentazione necessaria alla chiusura (*BlowOut Preventer B.O.P, riser e landing string*);
 - o rimozione delle principali strutture presenti sulla testa pozzo (*crown plugs*) e “killaggio” del pozzo attraverso l’installazione di apposito tappo (*isolation plug*), tramite *wireline* al di sopra del *packer* di produzione;
 - o cementazione e sigillatura del pozzo minerario.
- Il sistema di collettamento *offshore*, costituito dalla condotta rigida da 14” di collegamento al *Manifold* Cassiopea - approdo *onshore*, ombelicali di collegamento e *flexible flowlines* verrà interessato dalle operazioni di dismissione.
- Il Proponente dichiara che gli interventi di dismissione per le opere relative allo **shore approach** consisteranno nella rimozione della struttura lato pontile utilizzata dal progetto Cassiopea; nel sezionamento dei pali di supporto in cemento della struttura lato pontile alla quota del fondo marino, la restante porzione infissa nel terreno sarà abbandonata in sito; si procederà poi alla disinstallazione di tutta la strumentazione impiantistica e rimozione delle strutture costituenti l’area trappola presenti fuori terra.
- Il Proponente dichiara che in generale le attività di dismissione saranno effettuate preferibilmente durante le ore diurne (10 ore/gg di lavoro). Gli elementi provenienti dalle attività di rimozione e sezionamento della struttura lato pontile saranno raccolti in maniera “omogenea” al fine di consentire una corretta gestione delle operazioni di trasporto e smaltimento dei rifiuti.
- Il Proponente dichiara che le attività propedeutiche alla dismissione consisteranno in: a) lavori di ripristino strutturale e installazione di eventuali rinforzi; b) ispezione, applicazione rinforzi o installazione (se necessario) dei punti di sollevamento delle strutture da rimuovere; c) taglio o disconnessione di componenti minori e rimozione di eventuali ostacoli/ostruzioni; d) realizzazione di ponteggi. Tali attività saranno svolte preliminarmente a quelle di dismissione vera e propria delle strutture *offshore*, che richiederanno l’arrivo in sito di mezzi navali e saranno ragionevolmente appaltate prima e al di fuori dell’appalto dei lavori di dismissione.
- Il Proponente dichiara che, conclusa la fase di dismissione, si procederà agli **interventi di caratterizzazione e ripristino ambientale**, comprendenti tutte le azioni volte a recuperare la funzione

ecologica del sito riportandolo ad una condizione ambientale che non crei interferenza con la futura destinazione urbanistica delle aree ad oggi prevedibile. Più precisamente, il Proponente assume che anche al momento della cessazione dell'attività di estrazione, considerando il contesto urbano, la destinazione d'uso, ai fini ambientali, l'area rimanga assimilabile a quella industriale/commerciale, con ancora in attività il sito industriale già oggi operante.

- Il Proponente dichiara che le attività saranno volte a ripristinare ambientalmente le aree di interesse (*offshore, shore approach e onshore*).
- Il Proponente dichiara: *“Qualora le indagini ambientali post dismissione dovessero evidenziare la presenza di uno stato di potenziale contaminazione, si procederà a identificare l'eventuale sorgente (interna e/o esterna all'area di progetto) e saranno definite le eventuali necessarie attività di bonifica o messa in sicurezza dell'area impattata, prediligendo tecnologie in-situ, qualora compatibili con lo sviluppo dell'area stessa”*. A riguardo si ricorda come le opere previste su terra ferma (impianto trattamento gas e area trappola) risultano in adiacenza di una realtà industriale (sito Multisocietario Eni di Gela) facente parte del Sito di Interesse Nazionale SIN (sito perimetrato con Decreto 10 gennaio 2000 - GU Serie Generale n.44 del 23-02-2000) e ampiamente caratterizzata da un punto di vista ambientale e oggetto di differenti attività di messa in sicurezza, caratterizzazione e bonifica, iniziate sotto il regime della pre-vigente normativa (D.Lgs.22/97 e D.M. 471/99) ed attualmente in corso con il D.Lgs. 152/06 “Norme in materia Ambientale” e s.m.i. Verifica delle procedure di caratterizzazione e bonifica, che per quanto riguarda i SIN, d'intesa con le Regioni interessate, risultano di competenza del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (MATTM) con il supporto di ISPRA e ARPA.”
- Per quanto riguarda l'area *offshore*, si prevede di mantenere in sito le condotte e gli ombelicali (ad eccezione dell'ombelicale 1) e la sezione della condotta di diametro 14” in prossimità della banchina, in linea con quanto previsto dalla linea guida *Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*”, aggiornate nel 2018 (paragrafo 3.2) e alle “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”, Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019.
- Le attività di ripristino ambientale consisteranno nella sola identificazione e recupero di eventuali detriti o ostruzioni presenti sul fondo del mare che potrebbero interferire con le future operazioni di pesca (es. pesca a strascico).
- Per quanto riguarda le attività di caratterizzazione, si propone di applicare lo stesso protocollo di monitoraggio che sarà eseguito in ottemperanza alla prescrizione A9 Allegato 1 del Dec. VIA/AIA 149/14 rilasciato dal MATTM il 27 maggio 2014 e successiva Determina Direttoriale di esclusione dalla VIA n. 55 del 07 febbraio 2018.
- Il Proponente dichiara che, per quanto concerne lo *shore approach*, ipotizzando l'uso industriale dell'area anche a seguito della dismissione e in relazione alla sussistenza dello stabilimento, terminata la fase di dismissione, si prevede la demolizione e rimozione di plinti, soletta ed infine la successiva copertura con terreno certificato, per uno spessore massimo di 0,5 m, e ripristino vegetazionale delle sole aree coinvolte. Il materiale sarà risistemato in modo da ripristinare il profilo del terreno presente prima delle attività di installazione dell'impianto di trattamento gas. L'eventuale quota parte di terreno necessaria in fase di ripristino sarà costituita da materiale certificato approvvigionato esternamente.
- Visto il particolare assetto morfologico dell'area di interesse (zona costiera) le attività di caratterizzazione potranno interessare sia l'area *onshore* che *offshore*. Per quanto riguarda le attività di caratterizzazione della porzione di area *offshore*, si propone di applicare lo stesso protocollo di monitoraggio che sarà eseguito in ottemperanza alla prescrizione A9 Allegato 1 del Dec. VIA/AIA 149/14 rilasciato dal MATTM il 27 maggio 2014 e successiva Determina Direttoriale di esclusione dalla VIA n. 55 del 07 febbraio 2018.
- La porzione *onshore* occupata dall'area trappola, a seguito della sua dismissione, sarà oggetto di indagini ambientali secondo le modalità già concordate e applicate con MATTM (oggi MASE), ISPRA e ARPA nell'ambito del procedimento di caratterizzazione di tale area. (Prescrizioni ISPRA con nota protocollata da MATTM in data 7-08-2018 n.16405 e approvazione del PdCA DEC. Prot.0000040. 10-04-2019).

- Per quanto riguarda le attività di ripristino vegetazionale, una volta evidenziata l'assenza di contaminazione, queste potranno prevedere la piantumazione di specie quali la *Ammophila arenaria* in quanto autoctona e presente nelle aree limitrofe.
- Il Proponente evidenzia come l'area su cui sorgerà l'impianto di trattamento gas ad oggi risulta in parte ancora soggetta ad attività di bonifica approvata dal MATTM ai sensi del comma 8 dell'art. 252 del D. Lgs. 152/06, il quale ha "autorizzato in via provvisoria e, ove prevista, fatta salva l'acquisizione del giudizio di compatibilità ambientale, l'avvio dei lavori previsti" nel "Progetto Operativo di Bonifica (POB) dei suoli ai sensi del D. Lgs. 152/06 e successive modifiche" redatto da Foster Wheeler Italiana nel 2008, ritenuto approvabile nella CdS decisoria del 23/07/09 e formalmente con Decreto Prot. n. 8812/QdV/M/DI/B del 15/02/2010.
- Per quanto riguarda la matrice acque, le stesse risultano già impattate e soggette a monitoraggio periodico volto a verificare la qualità delle acque di falda all'interno del Sito di Interesse Nazionale, secondo protocolli ed in accordo con il MATTM, ARPA e ISPRA. Per tale motivo, le attività di monitoraggio già previste potranno evidenziare, sia in fase di esercizio che in fase di dismissione delle opere del Progetto Cassiopea, eventuali apporti di nuovi contaminanti in falda.
- Per quanto riguarda le aree presenti all'interno del sito Multisocietario Eni di Gela interessate dal progetto, considerando il contesto urbano in cui sono localizzate e l'uso futuro dell'area a fini industriali/commerciali le principali azioni di ripristino ambientale riguarderanno essenzialmente la possibile piantumazione di specie vegetali autoctone, ove possibile e sempre in relazione alle attività presenti all'interno del sito Multisocietario.
- Per quanto riguarda gli impatti generati dalle attività di dismissione sulla componente ambientale e non solo, gli stessi risulteranno analoghi se non addirittura minori di quelli generati in fase di perforazione ed installazione delle opere previste dal progetto Cassiopea. I rischi ambientali generati nel corso delle attività di *decommissioning* saranno gestiti con misure tese, in ordine di priorità, a: 1) eliminare alla fonte i maggiori rischi per l'ambiente; 2) sostituire soluzioni tecnico-operative a maggior impatto ambientale con soluzioni tecnico-operative a minor impatto ambientale, così da ridurre al minimo il rischio per l'ambiente; 3) implementare metodi e procedure di controllo sugli aspetti ambientali a maggiore impatto; 4) prevedere per ogni lavorazione presidi e procedure di emergenza per fronteggiare tempestivamente eventi non desiderati nel corso della lavorazione stessa.
- Gli aspetti ambientali connessi con le demolizioni convenzionali riguarderanno: 1) i flussi di materiali/rifiuti al/dal cantiere; 2) la prevenzione della contaminazione del sottosuolo; 3) il contenimento dell'impatto acustico; 4) la limitazione delle vibrazioni indotte dai lavori.
- Il Proponente dichiara che i reflui di bonifica saranno smaltiti in un impianto autorizzato e certificato per il trattamento dei reflui di bonifica.
- Per quanto riguarda il piano economico complessivo questo appare chiaro nella definizione dei tempi di realizzazione delle opere previste e nel metodo di calcolo con il quale si è pervenuti alla stima delle stesse (tab. 6 in cui sono riportati dati come uso di materiali, gg/uomo, costi unitari, durata etc.). Appare invece piuttosto generico nella comprensione e definizione dei criteri utilizzati per la quantificazione delle risorse necessarie, riportati nei paragrafi 6.1, 6.1.1 e 6.1.2.
- Per quanto riguarda i costi relativi al ripristino delle aree *onshore*, comprensivi delle attività di caratterizzazione ambientale, modellazione con terreno vegetale e "ove possibile" di piantumazione di essenze vegetali si riporta un valore pari a 350.000 euro.
- Il Proponente, infine, stima in complessivi 47,9 M di euro il costo tecnico del *decommissioning*.

CONSIDERATO E VALUTATO che:

- Con riferimento a: "Guidance Notes – "Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998" aggiornate al 2018, il Proponente dichiara che: "considerata la profondità media del fondale (circa 600 m) ipotizza che la maggior parte delle strutture risulterà parzialmente o completamente ricoperta da sedimenti, e pertanto non ravvisa

particolari rischi legati all'abbandono delle installazioni sottomarine, previa bonifica e messa in sicurezza". Tali considerazioni sono estese dal Proponente a: *tutti i sistemi sottomarini (teste pozzo, XT, Manifold, PLET, SDU, UTA, ILT, etc.) che verranno lasciati in sito in quanto protetti con strutture di protezione in grado di resistere a carichi da pesca; gli ombelicali e le condotte flessibili non saranno rimossi perché interrati ad una profondità di 1 m con ricoprimento di 0,4 m; i jumper e i flying lead posizionati in alto fondale non verranno rimossi perché protetti con materassi o strutture di protezione; la condotta di trasporto idrocarburi diametro 14" verrà lasciata completamente in sito inclusa l'ultima sezione in prossimità del pontile perché affondata ad una profondità di 1 m sotto il fondale e ricoperta per almeno 0,4 m; l'ombelicale principale di controllo (Ombelicale 1) verrà lasciato in sito come chiarito sopra, ad eccezione di un segmento non interrato di circa 40 m in prossimità della piattaforma Prezioso, che verrà sezionato e rimosso.*

- Si rileva, quindi, che la dismissione prevede la rimozione di tutte le infrastrutture che possono recare, anche potenzialmente, ovvero nel tempo o a seguito di future attività di interesse per gli stessi fondali. Pertanto, appare necessaria una valutazione di dettaglio dell'effettivo seppellimento delle *sealines* e varie altre strutture, della loro profondità di seppellimento, della presenza di eventuali porzioni di *sealine* scoperta e dello stato delle stesse (e.g., integrità, fattori di corrosione o altro) al momento del *decommissioning*.
- A questo proposito si riporta che le Linee Guida Nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse (Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 - 11/Mar/2019) in Allegato specificano che:

-“Il progetto per la rimozione di condotta sottomarina deve prevedere:

- o *una indagine per la verifica dello stato della condotta sottomarina e dello stato del fondo marino al termine delle operazioni;*
- o *la descrizione delle operazioni di pulizia/bonifica delle condotte sottomarine;*
- o *i mezzi navali utilizzati sia per le operazioni di pulizia che per il recupero della condotta sottomarina;*
- o *le attività previste a seguito delle verifiche preventive di cui alla lettera e) del punto 2.*
- o *in caso di abbandono completo in situ della condotta sottomarina il progetto deve prevedere almeno:*
 - *una indagine per la verifica dello stato della condotta sottomarina;*
 - *la descrizione delle operazioni di pulizia/bonifica delle condotte sottomarine;*
 - *la disconnessione delle estremità della condotta da teste pozzo sottomarine e risers;*
 - *eventuale interrimento di tratti di condotta o loro protezione alternativa”.*

Questi elementi non sono stati considerati dal Proponente.

- Inoltre, il documento “*Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*”, sottolinea come lo smantellamento debba tenere in considerazione: “...*the effect on water quality and geological and hydrographic characteristics • the presence of endangered, threatened or protected species • existing habitat types • local fishery resources • the potential for pollution or contamination of the site by residual products from, or deterioration of, the pipeline*”. Tutti questi aspetti appaiono completamente ignorati dal Proponente.
- Sempre per la parte *offshore*, l'unica attività prevista dal Proponente è la rimozione della piattaforma (senza parti accessorie) e l'eventuale pulizia del fondale. Tutto questo appare non coerente con il principio di restituzione dell'ambiente nelle condizioni originarie.

- La parte relativa alle conseguenze della caratterizzazione appare ambigua. Ovvero in caso di matrici contaminate, il Proponente dichiara che si impegnerà nella ricerca delle cause interne o esterne di contaminazione. Queste dichiarazioni non prefigurano alcun impegno del Proponente per la bonifica del sito *onshore* e nulla viene detto circa la possibile contaminazione delle matrici sedimentarie *offshore*.
- Al termine delle attività di dismissione, il Proponente prevede la fase di caratterizzazione e ripristino ambientale assumendo che anche al momento della cessazione dell'attività di estrazione, considerando il contesto urbano, la destinazione d'uso, ai fini ambientali, l'area rimanga assimilabile a quella industriale/commerciale, con ancora in attività il sito industriale già oggi operante. Tale assunzione non appare giustificata. Il ripristino ambientale deve intendersi come ritorno alla completa naturalità dell'area. Pertanto, questa assunzione non può essere giustificata o accolta dalla scrivente Commissione.
- Il Proponente apparentemente non considera le attività di ripristino degli ecosistemi marini. Questa carenza appare grave.
- Le principali azioni di ripristino ambientale riguarderanno essenzialmente la possibile piantumazione di specie vegetali autoctone, ove possibile e sempre in relazione alle attività presenti all'interno del sito Multisocietario. La previsione di possibilità e non di certezza di ripristino, per come rappresentata dal Proponente è chiaramente inaccettabile poiché non fornisce alcuna certezza del fatto che il ripristino verrà effettivamente portato a termine.
- Per quanto riguarda le attività di ripristino vegetazionale, in assenza di contaminazione, la previsione di piantumazione di specie quali la *Ammophila arenaria* (autoctona e presente nelle aree limitrofe) appare insufficiente senza la ricostruzione dell'habitat dunale cui questa specie fa riferimento.
- La presenza di refusi terminologici e la mancanza di un piano dettagliato di restauro suggeriscono che il presente parere non è stato redatto con la collaborazione di esperti in alcuni dei settori specialistici oggetto della presente ottemperanza.
- Il Proponente riporta una stima dei costi basata sulle assunzioni e considerazioni riportate sopra che prevedono la mancanza di ripristino di habitat a mare e con le condotte *offshore* e gli ombelicali abbandonati in situ previa loro bonifica e messa in sicurezza. Tuttavia, alcuni di questi, secondo il Proponente saranno seppelliti dai sedimenti, pertanto, non possono essere attivamente messi in sicurezza senza previa rimozione. La mancanza di considerazione di questi elementi e del ripristino ambientale degli habitat marini rende il prospetto economico dei costi di decommissioning insufficiente.

VALUTATO che, alla luce di quanto premesso ed esaminata la documentazione **per quanto riguarda la condizione ambientale oggetto del presente parere:**

l'attuale carenza progettuale, la documentazione presentata che evidenzia la mancata elaborazione della parte relativa al ripristino/restauro ecologico degli habitat marini, della rimozione completa delle infrastrutture a mare, o la valutazione accurata dei costi/benefici associati alla rimozione o meno delle *sealines*, la non previsione di bonifica di fondali marini eventualmente contaminati dalle attività estrattive, l'incertezza relativa alla bonifica delle acque di falda già contaminate e alle altri eventuali matrici contaminate,

la Sottocommissione VIA

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 documento

esprime il seguente

MOTIVATO PARERE

In ordine alla verifica di ottemperanza alla condizione ambientale n. 18), impartita con il provvedimento di VIA D.M. n. 35 del 06/02/2018 relativo al progetto “Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14 - REV.01, **la condizione ambientale n. A18) NON è ottemperata ma ottemperabile.**

**La Coordinatrice della Sottocommissione VIA
Avv. Paola Brambilla**