

 Enimed	Data Maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 1 di 86
--	------------------------	--	-------------------



Eni SpA

enimed



000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047

**CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG
INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO OFFSHORE
IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA**

**NOTA TECNICA A SUPPORTO DELLA RICHIESTA DI CUI ALLA
PRESCRIZIONE A.18. REV.02 (DEC. VIA/AIA N.149/14 ALLEGATO 1)**

LOCALITÀ GELA (CL)

Maggio 2023

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 2 di 86
--	------------------------	--	-------------------

ITALY

Cassiopea

Development Project

INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO OFFSHORE IBLEO CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA

NOTA TECNICA A SUPPORTO DELLA RICHIESTA DI CUI ALLA PRESCRIZIONE A.18 – REV.02 ALLEGATO 1 – DEC. VIA/AIA N.149/14

02	EX		PROGER	Enimed	Maggio 2023	
REV	OPD PHASE	REASON FOR ISSUE	PREPARED	VERIFIED	APPROVED	DATE
			ANTONINO CUZZOLA  PAOLO PUCILLO 	DOMENICO MAZZONE  CESARE DI MICHELE 	 EniMed SpA Progetto Cassiopea il Responsabile Elisa Veigimigli	

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 3 di 86
--	------------------------	--	-------------------

CHANGE TRACKING/REVISION RECORD

Rev.	Date	Description of Revision
00	aprile 2020	Prima emissione
01	giugno 2022	Richiesta Revisione Parere CTVA n. 48 del 2 ottobre 2020
02	maggio 2023	Richiesta Revisione della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS – Sottocommissione VIA n. 663 del 20 gennaio 2023

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 4 di 86
--	------------------------	--	-------------------

INDICE

1	INTRODUZIONE	10
1.1	STRUTTURA DEL DOCUMENTO	11
2	QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO PER LE ATTIVITA' DI DISMISSIONE	13
2.1	LEGISLAZIONE ITALIANA.....	13
2.2	TRATTATI, CONVENZIONI E PROTOCOLLI INTERNAZIONALI.....	15
2.3	GESTIONE DEI RIFIUTI NELL'AMBITO DELLE ATTIVITÀ DI DECOMMISSIONING.....	16
3	DESCRIZIONE DEL PROGETTO "OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA" 18	
3.1	INTERVENTI PREVISTI IN AREA OFFSHORE.....	19
3.1.1	MODALITÀ OPERATIVE DI INSTALLAZIONE DELLA PIPELINE E DELLE LINEE DI COLLETTAMENTO (OMBELICALI E FLEXIBLE FLOWLINES)	21
3.2	INTERVENTI PREVISTI IN AREA SHORE APPROACH.....	23
3.3	INTERVENTI PREVISTI IN AREA ONSHORE.....	26
4	STATO AMBIENTALE DELLE AREE DI INTERVENTO	29
4.1	STATO AMBIENTALE DELL'AREA OFFSHORE	29
4.1.1	CARATTERISTICHE OCEANOGRAFICHE	29
4.1.2	QUALITÀ CHIMICHE-FISICHE DELLE ACQUE E DEI SEDIMENTI	29
4.1.3	FLORA FAUNA ED ECOSISTEMI MARINI	32
4.2	STATO AMBIENTALE DELL'AREA ONSHORE E SHORE APPROACH	35
4.2.1	ASSETTO PAESAGGISTICO E PIANO REGOLATORE.....	35
4.2.2	QUALITÀ DEL SUOLO.....	36
4.2.2.1	AREA ONSHORE	37
4.2.2.2	SHORE APPROACH.....	38
4.2.3	ACQUE SOTTERRANEE.....	39
4.2.4	FLORA FAUNA ED ECOSISTEMI TERRESTRI.....	40
5	PROGETTO DI DECOMMISSIONING	42
5.1	AREA OFFSHORE.....	43
5.1.1	VERIFICHE PRELIMINARI	43
5.1.2	ATTIVITÀ DI DISMISSIONE	45
5.1.2.1	CHIUSURA MINERARIA E ABBANDONO DEI POZZI.....	46
5.1.2.2	OPERAZIONI DI FLUSSAGGIO DELLE CONDOTTE E DEGLI OMBELICALI.....	47
5.2	AREA SHORE APPROACH	49
5.2.1	VERIFICHE PRELIMINARI	49
5.2.2	ATTIVITÀ DI DISMISSIONE	52
5.2.2.1	FASE 1	55
5.2.2.2	FASE 2	56
5.3	AREA ONSHORE.....	57
5.3.1	VERIFICHE PRELIMINARI	57
5.3.2	ATTIVITÀ DI DISMISSIONE	59
6	MONITORAGGIO E RIPRISTINO AMBIENTALE	62
6.1	AREA OFFSHORE	63
6.2	AREA SHORE APPROACH	63
6.3	AREA ONSHORE	67
7	GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI E DI SALUTE E SICUREZZA CONNESSI CON LE ATTIVITA' DI DECOMMISSIONING	70
7.1	GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI.....	70
7.1.1	FLUSSI DI MATERIALI.....	70

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 5 di 86
--	------------------------	--	-------------------

7.1.2	PREVENZIONE DELLA CONTAMINAZIONE DEL SOTTOSUOLO	70
7.1.3	CONTENIMENTO DELL'IMPATTO ACUSTICO.....	70
7.1.4	LIMITAZIONE DELLE VIBRAZIONI INDOTTE DAI LAVORI.....	71
7.1.5	GESTIONE DEGLI ASPETTI DI SALUTE E SICUREZZA	71
8	STIMA DEI COSTI E TEMPISTICHE.....	73
8.1	STIME DEI COSTI DI DISMISSIONE	73
8.1.1	ASSUNZIONI	73
8.1.2	STIMA COSTI PER SINGOLE ATTIVITÀ	74
8.1.2.1	STIMA DEI COSTI PER LE ATTIVITÀ OFFSHORE.....	74
8.1.2.2	STIMA DEI COSTI PER LE ATTIVITÀ SHORE APPROACH E SU INTERCONNESSIONE AREA TRAPPOLA – CENTRALE GAS	76
8.1.2.3	STIMA DEI COSTI PER LE ATTIVITÀ ONSHORE.....	77
8.1.3	STIMA COMPLESSIVA DEI COSTI DI DISMISSIONE.....	79
8.2	STIMA DEI COSTI DI RIPRISTINO	80
8.3	TEMPISTICHE	80

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 6 di 86
--	------------------------	--	-------------------

Elenco delle Figure

Figura 3-1: Configurazione schematica dell'area di progetto	18
Figura 3-2: Ubicazione delle aree di intervento shore approach (in giallo) e onshore (in verde)	19
Figura 3-3: Tracciato della condotta in progetto ed ubicazione dei pozzi Cassiopea 1, Cassiopea 2, Cassiopea 3 e Argo 2	20
Figura 3-4: Esempio di SSIV (Subsea Safety Isolation Valve) e relativa struttura di supporto.....	21
Figura 3-5: Esempio di trenching jetting machine.....	23
Figura 3-6: Planimetria area trappola (estratto tratto da 082190DADB10315_EXDE01_01, Eni)	24
Figura 3-7: Sezioni area trappola (estratto tratto da 082190DTDG46200_EXDE02_01, Eni)	24
Figura 3-8: Stato attuale della "Trave-tubo" e del pontile.....	25
Figura 3-9: A sinistra stato attuale della struttura, a destra Rendering della struttura in carpenteria metallica di supporto per la condotta di trasporto idrocarburi diametro 14".....	25
Figura 3-10: Planimetria impianto compressione e trattamento gas onshore, con sezione delle strutture impiantistiche previste (estratto tratto da 0821-70 CASSIOPEA ONSHORE PLANT, Eni).....	27
Figura 3-11: Percorso della condotta Onshore nell'area della raffineria di Gela	28
Figura 4-1: Sovrapposizione tra i punti di indagine eseguiti nel 2009 e i punti di indagine A.10.....	31
Figura 4-2: Estratto tratto dalla carta della Biocenosi allegata allo Studio di Impatto Ambientale "Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea" 2010-2011 (Approvato con Decreto n. 149 del 27/05/2014)	33
Figura 4-3: Ubicazione Area di progetto rispetto ai "Paesaggi Locali" (fonte PTP provincia di Caltanissetta).....	36
Figura 4-4: Ubicazione Area di progetto (in giallo) rispetto alla zonizzazione ZTO (Zone Territoriali Omogenee).....	36
Figura 4-5: Sovrapposizione tra i lotti di bonifica, l'impianto di trattamento e compressione gas previsto e l'immagine satellitare aggiornata al 2020.....	38
Figura 4-6: Vista area su cui verrà realizzata l'Area Trappola e la relativa area di cantiere.....	39
Figura 5-1: Area di indagine interessata dalla posa della pipeline, estratto tratto dal Piano di Monitoraggio Ante - Operam	45
Figura 5-2: Cicli di sufflaggio (Loop) previsti nelle condotte offshore	49
Figura 5-3: Possibile ubicazione dei punti di caratterizzazione ambientale in area trappola, pre-attività di dismissione	52
Figura 5-4: Rimozione dello shore approach.....	54
Figura 5-5: Possibile ubicazione dei punti di caratterizzazione ambientale in area impianto, post attività di dismissione	58
Figura 5-6: Schema di flusso della condotta onshore	60
Figura 8-1: Accuratezza delle Stime di Decommissioning	73
Figura 8-2: Ripartizione dei Costi di Decommissioning del Campo.....	80

Elenco delle Tabelle

Tabella 3-1: Lunghezze delle condotte Offshore e ombelicali.....	21
Tabella 5-1: Mezzi marittimi a supporto delle attività Offshore.....	48
Tabella 5-2: Set analitico previsto	51

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 7 di 86
--	------------------------	--	-------------------

Tabella 5-3: Mezzi marittimi a supporto delle attività di rimozione dello shore approach Fase 1	56
Tabella 5-4: Mezzi marittimi a supporto delle attività di rimozione dello shore approach - Fase 2.....	57
Tabella 8-1: Stima dei costi relativi alle attività di chiusura mineraria	75
Tabella 8-2: Stima dei costi relativi alle attività di flussaggio e rimozione delle sezioni ombelicali.....	75
Tabella 8-3: Stima dei costi di smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività mare.....	76
Tabella 8-4: Stima dei costi di smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività terra	77
Tabella 8-5: Stima dei costi della rimozione condotta.....	77
Tabella 8-6: Suddivisione dei materiali per lo smaltimento dei rifiuti	78
Tabella 8-7: Percentuali di stima costi Mob/Demob e Project Management per le attività di dismissione delle opere onshore.....	78
Tabella 8-8: Stima complessiva dei costi di Decommissioning	79
Tabella 8-9: Stima complessiva dei costi di monitoraggio e ripristino ambientale ..	80

Elenco degli Allegati

- ALLEGATO 1 – “STUDIO DI VALUTAZIONE COMPARATIVA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI RELATIVI AGLI SCENARI DI DISMISSIONE DELLE CONDOTTE INTERRATE”
- ALLEGATO 2 – “SCHEDULA ATTIVITA’ OFFSHORE – DECOMMISSIONING CONDOTTE E OMBELICALE”
- ALLEGATO 3 – “SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Fase N°1”
- ALLEGATO 4 – “SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Fase N°2”

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 8 di 86
--	------------------------	--	-------------------

ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AG	Agrigento
Art.	Articolo
AR	Assurance Review as defined in OPD
BPOE	Best Practicable Environmental Option
BOB	Blow Out Preventer
CE	Cost Estimate
COP	Cessation of Production
CSV	Construction Support Vessel
DECABDE	Commissioning & ABandonment
DECO	Decommissioning Services of Eni S.p.A.
D.D.	Determinazione Direttoriale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
EAR	Expected Accuracy Range
EN	Norma Europea
€	euro Currency
GA	Gap Analysis
GES	Good Environmental Status
GL	Guideline
HC FREE	Hydrocarbon Free
HSE	Health, Safety, Environment
IMO	International Maritime Organization
LCV	Light Construction Vessel
m	metri
km ²	chilometro quadrato
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MiBACT	Ministro dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
MSFD	Marine Strategy Framework Directive
n.	numero
OPD	Opportunity Project Development
PIG	Dispositivo cilindrico o sferico per pulire, ispezionare e misurare le condotte
Piping	Tubature di collegamento tra le apparecchiature facenti parte dell'impianto

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 9 di 86
--	------------------------	--	-------------------

Pulvino	Elemento architettonico con funzione di raccordo tra la struttura portante lineare (palo) e la struttura portata
ROV	Remotely Operated Underwater Vehicle
SDU	Subsea Distribution Unit
SLEEPER	Supporti della condotta
SpA	Società per Azioni
SPREAD	The assemblage of crew and equipment required to complete an Offshore activity/task
SSIV	Sub Sea Isolation Valve (Valvola di intercettazione sottomarina)
ss.mm.ii	successive modifiche e integrazioni
TEG	Glicole Trietilenico
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
US\$ or USD or \$	Dollar of United States of America Currency

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 10 di 86
--	------------------------	--	--------------------

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce l'aggiornamento e revisione del *Progetto di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam* inviato in data 7/09/2022 con nota Prot. n.1005/22 ed elaborato al fine di ottemperare alla prescrizione n. A.18.

La presente proposta è stata aggiornata in base al parere ricevute dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS – Sottocommissione VIA con Parere CTVA n. 48 del 2 ottobre 2020 (prot. 848/MATTM del 7/01/2021), e Parere CTVA n. 663 del 20 gennaio 2023 (prot. 13245/MiTE del 31/01/2023).

Il documento, pertanto, viene revisionato al fine di ottemperare alle disposizioni di cui alla 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 Progetto "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" che prevede lo sfruttamento ed estrazione di Gas naturale in modo efficiente e con limitati impatti sull'ambiente, per un periodo indicativo di 20 anni, è stato autorizzato con Decreto VIA/AIA n. 149 prorogato – dapprima - con decreto n. 364 del 27 dicembre 2019, da ultimo - per un periodo di ulteriori quattro anni, ovvero fino 26 maggio 2027, con decreto 237 del 12 maggio 23.

Per quanto riguarda la prescrizione A.18 la stessa 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.

Si ricorda che la piattaforma Prezioso è stata esclusa dal presente progetto di dismissione in quanto coinvolta solo marginalmente dal progetto Cassiopea (adeguamento delle apposite strumentazioni per il controllo dei pozzi sottomarini), ed è inclusa in altro progetto ed autorizzazione.

Le criticità emerse nei pareri della Commissione Tecnica di Verifica dell'impatto Ambientale VIA e VAS sopra citate hanno permesso di integrare e revisionare il documento attraverso:

- una più accurata descrizione del progetto Cassiopea, con particolare riguardo alle modalità di installazione delle condotte sottomarine (Paragrafo 3.1.1);
- una dettagliata descrizione dello stato ambientale delle aree di intervento (Capitolo 4);
- la definizione di apposite attività di verifica preliminare necessarie a caratterizzare e definire lo stato ambientale prima delle attività di decommissioning (Capitolo 5);
- interventi di ripristino ambientale mirati a ripristinare lo stato dei luoghi oggetto di intervento del progetto Cassiopea (Capitolo 6);
- una più accurata valutazione degli impatti ambientali (Allegato 1) relativi agli scenari di dismissione delle opere previste dal progetto Cassiopea.

Si sottolinea la volontà di Enimed ad effettuare le attività di dismissione nel miglior modo possibile, minimizzando gli impatti sulle matrici ambientali, in linea con gli standard internazionali, le best practice e le migliori tecnologie disponibili.

Enimed è disponibile a dismettere tutte le componenti (impiantistiche, opere civili, ecc..) del progetto Cassiopea; le operazioni di decommissioning riportate al Capitolo 5 sono state individuate a valle delle valutazioni di seguito illustrate.

In particolare, relativamente alla dismissione di tutte le strutture offshore interrato, allo stato attuale delle conoscenze e delle valutazioni riportate all'interno dell'Allegato 1 (*Valutazione Comparativa Degli Impatti Ambientali E Socio-Economici Relativi Agli Scenari Di Dismissione Delle Condotte*

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 11 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Interrate), e in accordo alle attuali linee guida internazionali tra cui 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 completamente ricoperta da sedimenti, non si prevede la loro dismissione. Tuttavia, si ribadisce l’impegno da parte di Enimed di rivalutare, così come previsto dalla prescrizione, “*ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto*”, a seguito dei risultati ottenuti delle indagini e dei test pilota proposti, tale approccio, al fine di ripristinare lo stato ambientale ante-operam. Ovviamente tale approccio sarà validato e/o aggiornato nel Progetto di Dismissione definitivo che sarà elaborato a valle delle verifiche preliminari.

Si precisa che tutte le quantità indicate negli interventi di dismissione sono stimate sulla base delle caratteristiche dimensionali del progetto in realizzazione, e delle metodiche di intervento oggi applicabili con le tecnologie disponibili (come indicato al Capitolo 5). Eventuali modifiche saranno apportate, con un aggiornamento del presente documento, all’atto della chiusura degli impianti, sulla base delle evidenze ottenute dalle verifiche preliminari e sulla base delle tecnologie che saranno disponibili all’epoca.

Si dovrà quindi procedere ai seguenti step operativi:

- Predisposizione di un Piano di Indagine e di verifiche preliminari (da concordare con gli Enti Competenti).
- Esecuzione Indagini e verifiche preliminari.
- 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 dismissione di dettaglio.
- Bonifica e chiusura mineraria di pozzi e condotte e completamento in genere della dismissione delle opere onshore e offshore.
- Attività di monitoraggio, eventuale bonifica e ripristino ambientale delle aree di progetto.
- Predisposizione di un report finale al termine dei lavori.

Al termine della fase operativa (durata prevista 20 anni), in base alla normativa vigente, verrà predisposto un Progetto Finale di Dismissione in cui, sulla base delle risultanze delle specifiche attività di verifica e monitoraggio, incluse le prove di campo per valutare e validare le migliori modalità di intervento (ad esempio: dismissione in sito o rivalutazione della possibilità di rimuovere completamente le condotte marine interrato, soluzione ad oggi esclusa in quanto ambientalmente meno sostenibile dell’abbandono a valle della bonifica); in linea con le migliori tecnologie disponibili al momento delle attività. L’approccio di tale progetto sarà sottoposto, prima della esecuzione delle attività di dismissione, all’approvazione delle Autorità Competenti, secondo le normative vigenti e le linee guida internazionali e nazionali quali “*Linee guida dismissione mineraria - Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019*” - per opportuna valutazione del Progetto di Dismissione.

1.1 STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il presente documento è articolato secondo i seguenti capitoli:

- *Introduzione* (Capitolo 1): in cui si definisce lo scopo e la struttura del documento;
- *Quadro normativo di riferimento per le attività di decommissioning* (Capitolo 2): in cui si riporta una sintesi del quadro legislativo del settore di riferimento;
- *Sintesi del Progetto* (Capitolo 3): in cui si riporta una sintesi del progetto Offshore Ibleo-Campi Gas Argo Cassiopea, in relazione agli interventi previsti;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 12 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- *Stato ambientale dell'area di progetto (Capitolo 4):* in cui viene riassunto lo stato ambientale ante-operam presente nell'area di progetto;
- *Attività di dismissione (Capitolo 5):* in cui sono descritte le attività di dismissione previste;
- *Attività di ripristino ambientale (Capitolo 6):* in cui sono descritte le attività di ripristino ambientale previste;
- *Gestione degli aspetti ambientali e di salute e sicurezza connessi con le attività di decommissioning (Capitolo 7)* in cui sono descritti i principali rischi connessi alle attività di dismissione relativamente all'ambiente e alla salute/sicurezza dei lavoratori;
- *Stima dei costi e tempistiche (Capitolo 8):* in cui si riporta una sintesi dei costi / tempistiche associati alle attività di dismissione e ripristino ambientale.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 13 di 86
--	------------------------	--	--------------------

2 QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO PER LE ATTIVITA' DI DISMISSIONE

Le attività di dismissione sono soggette ad obblighi quali normative internazionali, accordi regionali e leggi nazionali in costante aggiornamento; per tale motivo Enimed si impegna fin da ora, indipendentemente da quanto riportato ad oggi nel presente documento, a considerare e applicare futuri protocolli internazionali e linee guida, nonché applicare la normativa più stringente in vigore al momento dell'esecuzione delle attività di dismissione, attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili.

Di seguito si riporta un sunto dei principali riferimenti legislativi nazionali e internazionali considerati per la predisposizione del presente documento; maggiori riferimenti riguardo l'applicabilità degli stessi sono riportati nei successivi Capitoli.

2.1 LEGISLAZIONE ITALIANA

Di seguito vengono richiamati i principali riferimenti legislativi delle Autorità Nazionali e/o Locali afferenti ai lavori di Dismissione:

- Decreto Legislativo 25/11/1996, n. 625 - Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.
- Decreto Legislativo 9/04/2008, n. 81 - Testo Unico sulla salute e sicurezza sul lavoro” e ss.mm.ii.
- Decreto Legislativo 13 ottobre 2010, n. 190 in attuazione della direttiva 2008/56/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino e adozione delle misure necessarie a conseguire e a mantenere un buono stato ambientale entro il 2020.
- Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 - Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, con particolare riferimento all'art. 3 inerente all'istanza di rilascio dei titoli minerari e all'art. 31 relativo alla chiusura dei pozzi:
 - *Art. 3, comma 4:*
Il programma dei lavori di sviluppo del giacimento [n.d.r. allegato all'istanza di rilascio del titolo minerario] contiene il prospetto di dettaglio delle opere da realizzare (pozzi, allestimenti di cantiere, condotte e accessori, impianti di trattamento), delle spese generali (management, ingegneria, permessi e autorizzazioni), la stima dei costi per la gestione dell'infrastruttura e dei relativi servizi, il programma di decommissioning e ripristino.
- Decreto Legislativo 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 tale Decreto per “operazioni in mare nel settore degli idrocarburi” si intendono tutte le attività collegate all'impianto o alle infrastrutture connesse, compresi il progetto, la pianificazione, la costruzione, l'esercizio, nonché la manutenzione e la dismissione, relative all'esplorazione e alla produzione di idrocarburi. Si fa particolare riferimento agli articoli:
 - *Articolo 11 - Documenti da presentare per lo svolgimento di operazioni in mare nel settore degli idrocarburi;*
 - *Articolo 12 - Relazione sui grandi rischi per un impianto di produzione;*
 - *Articolo 15 - Comunicazione di operazioni di pozzo e relative informazioni.*

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 14 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 - Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse; approvate con lo scopo di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali. Tali linee guida si applicano alle piattaforme di produzione, piattaforme di compressione, piattaforme di transito ed infrastrutture connesse a servizio di impianti minerari nell'ambito di concessioni minerarie per la coltivazione di giacimenti di idrocarburi situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.

Nello specifico le linee guida definiscono le procedure, l'iter di approvazione e i contenuti minimi del Progetto di dismissione da predisporre a seguito dell'esaurimento o non utilizzo del giacimento minerario:

- *Art. 1. – Finalità:*

Le presenti linee guida stabiliscono le procedure per la dismissione mineraria delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie disciplinate dal decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali e nel rispetto degli obiettivi della Strategia marina, di cui al decreto legislativo 13 ottobre 2010, n. 190, in attuazione della direttiva 2008/56/CE.

- *Art. 3 - Ambito di applicazione:*

Le presenti linee guida si applicano alle piattaforme di produzione, piattaforme di compressione, piattaforme di transito ed infrastrutture connesse a servizio di impianti minerari nell'ambito di concessioni minerarie per la coltivazione di giacimenti di idrocarburi situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.

- *Art. 6 - Relazione tecnica descrittiva*

Contestualmente alla comunicazione di cui all'art. 5, comma 1, la società titolare della concessione mineraria nell'ambito della quale è installata la piattaforma o infrastruttura connessa da dismettere presenta documenti e disegni aggiornati utili ai fini della definizione degli interventi (pesi, layout, disegni as-built, etc.) e delle loro condizioni di sicurezza che garantiscano dall'inquinamento, i risultati delle ispezioni di superficie e subacquee della piattaforma finalizzate alla definizione dello stato attuale degli impianti e delle strutture (condizioni strutturali della sovrastruttura e delle strutture immerse), documentazione fotografica e una compiuta descrizione dell'aggiornato quadro ambientale, comprensivo degli aspetti pertinenti il paesaggio ed il patrimonio culturale, entro il quale si collocano la stessa piattaforma e le infrastrutture connesse.

- *Art. 13. - Progetto di rimozione*

1. La società titolare della concessione presenta alla Sezione UNMIG competente per territorio, istanza per l'autorizzazione alla rimozione della piattaforma e delle infrastrutture connesse in dismissione allegando il progetto di rimozione in duplice copia entro dieci mesi:

dalla pubblicazione dell'elenco delle piattaforme od infrastrutture connesse in dismissione che devono essere rimosse e non possono essere riutilizzate di cui all'art. 5, commi 3 e 4;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 15 di 86
--	------------------------	--	--------------------

dal termine di cui all'art. 8, comma 1, in assenza di istanze per il riutilizzo;

dalla notifica della determinazione di conclusione del procedimento di cui all'art. 11, comma 5;

2. Il progetto di rimozione di una piattaforma e delle infrastrutture connesse in dismissione è predisposto dalla società titolare della concessione secondo le indicazioni ed i contenuti di cui all'allegato 2 delle presenti Linee guida.

3. La Sezione UNMIG trasmette copia del progetto di rimozione alla Capitaneria di porto competente per un parere relativo al rispetto degli obblighi legati al provvedimento di concessione demaniale della piattaforma od infrastruttura connessa.

2.2 TRATTATI, CONVENZIONI E PROTOCOLLI INTERNAZIONALI

Per quanto riguarda i trattati / convenzioni e protocolli internazionali si riportano i principali documenti applicabili al progetto in oggetto:

- Convenzione di Londra (mondiale) del 1972 sulla prevenzione dell'inquinamento marino dallo scarico di rifiuti ed altre sostanze; la convenzione consente di prevedere l'eliminazione in mare degli impianti petroliferi sulla base di una valutazione effettuata caso per caso.
- United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS III) del 1982 - trattato internazionale che definisce i diritti e le responsabilità degli Stati nell'utilizzo dei mari e degli oceani, definendo linee guida che regolano le trattative, l'ambiente e la gestione delle risorse minerali; tale convenzione mantiene l'obbligo di rimozione degli impianti off-shore in disuso per l'estrazione di petrolio e di gas come regola principale, ma introduce la possibilità di una rimozione parziale delle strutture stesse.
- Guida e criteri dell'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) del 1989 per la rimozione delle installazioni e strutture off-shore posizionate sulla piattaforma continentale; i criteri dell'IMO definiscono principalmente i parametri tecnici (profondità d'acqua e peso) per le piattaforme che possono essere prese in considerazione per una rimozione parziale e specifica la larghezza utile di passaggio necessaria dopo questa rimozione parziale per garantire la sicurezza della navigazione.
- Norma Europea EN-ISO 14001 del 1996 che recepisce il testo dell'omonima norma internazionale ISO del 1996. Specifica i requisiti di un sistema di gestione ambientale che consente a un'organizzazione di formulare una politica ambientale e stabilire degli obiettivi, tenendo conto degli aspetti legislativi e delle informazioni riguardanti gli impatti ambientali significativi.
- Protocollo di Londra del 2000 sulla preparazione, la lotta e la cooperazione in materia di inquinamento marino da idrocarburi, relativo agli incidenti inquinanti prodotti da sostanze pericolose.
- EU Marine Strategy Framework Directive (MSFD) - Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino del 2008 che istituisce un quadro per l'azione comunitaria. La Direttiva pone come obiettivo agli Stati membri di raggiungere entro il 2020 il buono stato ambientale (GES, "Good Environmental Status") per le proprie acque marine. Ogni Stato deve quindi, mettere in atto una strategia marina che si basi su una valutazione iniziale, sulla definizione del buono stato ambientale, sull'individuazione dei traguardi ambientali e sull'istituzione di programmi di monitoraggio.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 16 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998” aggiornate nel 2018. Linea guida che definisce le principali azioni da intraprendere in fase di dismissione di impianti offshore. Relativamente alla dismissione di pipeline marine, all’interno del documento vengono definite le situazioni per le quali può non essere necessaria una loro rimozione; ciò è previsto dalla linea guida in presenza di condotte:
 - che sono state adeguatamente interrato e trincerate e che non sono soggette a sviluppo delle campate e ci si aspetta che rimangano tali. Viene indicato inoltre che la sepoltura abbia una profondità minima di 0,6 metri sopra la sommità della condotta; lo scavo di trincee senza interrimento richiederà informazioni più dettagliate sul rinterro e sulle attività di pesca.
 - che non sono state sepolte o trincerate al momento dell’installazione, ma che ci si aspetta che si “auto-seppelliscano per una lunghezza sufficiente, in un tempo ragionevole”.
 - per le quali l’interramento o lo scavo delle sezioni esposte è effettuato in modo da garantire una “sufficiente profondità” che ci si aspetta che sia permanente.
 - che non sono trincerate o sepolte ma che tuttavia sono candidate a essere lasciate in sito, se a seguito di una valutazione comparativa questa risulti essere la miglior opzione, principalmente lungo particolari linee dorsali.
 - che per circostanze eccezionali non possono essere recuperate in modo sicuro ed efficiente, a causa di danni strutturali o del loro deterioramento.

2.3 GESTIONE DEI RIFIUTI NELL’AMBITO DELLE ATTIVITÀ DI DECOMMISSIONING

La gestione dei rifiuti derivanti delle attività di dismissione, avverrà in conformità alla normativa vigente in materia, ed in particolare, con riferimento alle norme ad oggi applicabili, ai sensi de (elenco non esaustivo):

- Il Decreto Legislativo 17 agosto 1994, n. 334 - Attuazione della Direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose ed integrato con Decreto Legislativo del 21 settembre 2005, n. 238.
- Il Decreto Ministeriale 05 febbraio 1998 e ss.mm.ii - Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 (Decreto Ronchi).
- Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., con particolare riferimento alla Parte Quarta - “*Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati*”.
- Il Decreto Ministeriale 5 aprile 2006, n. 186 - Regolamento recante modifiche al Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998;
- Il Decreto-legge 30 dicembre 2008, n. 208 così come convertito in legge, con modificazioni, dalla Legge 27 febbraio 2009, n. 13, con particolare riferimento all’articolo 6-quater (rifiuti contenenti idrocarburi).
- Il Decreto Ministeriale 27 settembre 2010 – Criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica e abrogazione del Decreto Ministeriale del 3 agosto 2005.
- Il Regolamento (UE) n. 333/2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio, recante i criteri che determinano quando alcuni tipi di rottami metallici cessano di essere considerati rifiuti ai sensi della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 17 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- Il Decreto Ministeriale 24 giugno 2015 - Modifica del decreto 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.
- Delibera n. 61/2019 del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente - Linee guida sulla classificazione dei rifiuti relativo alle procedure da applicare ai fini della classificazione dei rifiuti.

3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO “OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA”

Il progetto prevede lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea (Figura 3-1 e Figura 3-2); gestiti dalla Joint Venture tra Eni S.p.A. (Operatore - quota del 60%) ed Energean Italy S.p.A. (quota del 40%).

Obiettivo principale del progetto “Offshore Ibleo” è lo sfruttamento ed estrazione di Gas naturale in modo efficiente e con limitati impatti sull’ambiente, per un periodo indicativo di 20 anni; giacimenti di gas offshore che si trovano all’interno della Concessione di Coltivazione denominata “G.C1.AG”, a circa 30 km dalla costa della Sicilia a profondità comprese tra 550 m e 620 m.

Nei successivi paragrafi si riporta un estratto dei principali interventi previsti nelle tre aree di progetto:

- Offshore: area marina compresa tra i comuni di Licata e Gela.
- Shore approach (area trappola): area ubicata nel tratto costiero all’interno del sito Multifunzionale di Gela.
- Onshore (area impianto trattamento gas): area ubicata all’interno del sito Multifunzionale di Gela).

Per maggiori dettagli riguardo allo stato attuale delle componenti ambientali interessate dal progetto si rimanda al Capitolo 4.

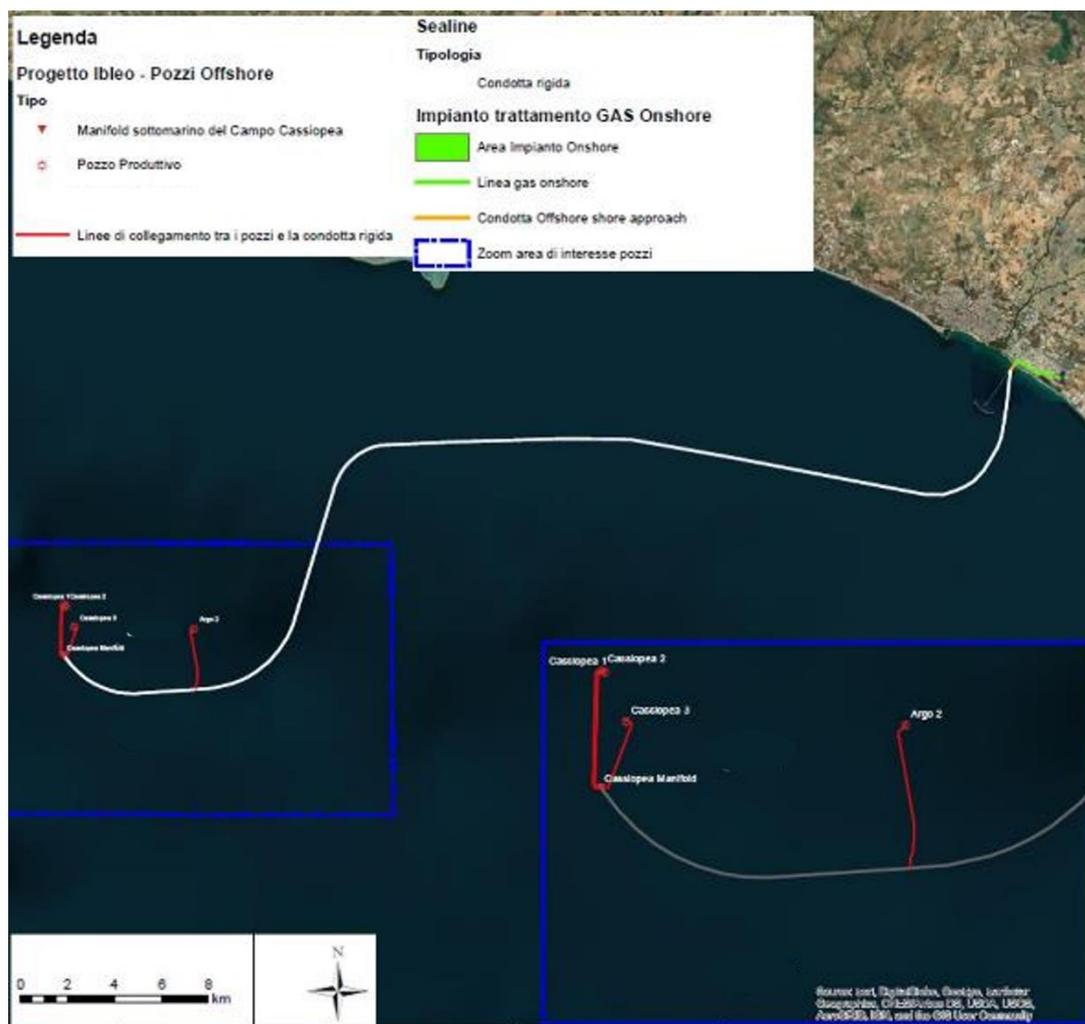


Figura 3-1: Configurazione schematica dell’area di progetto

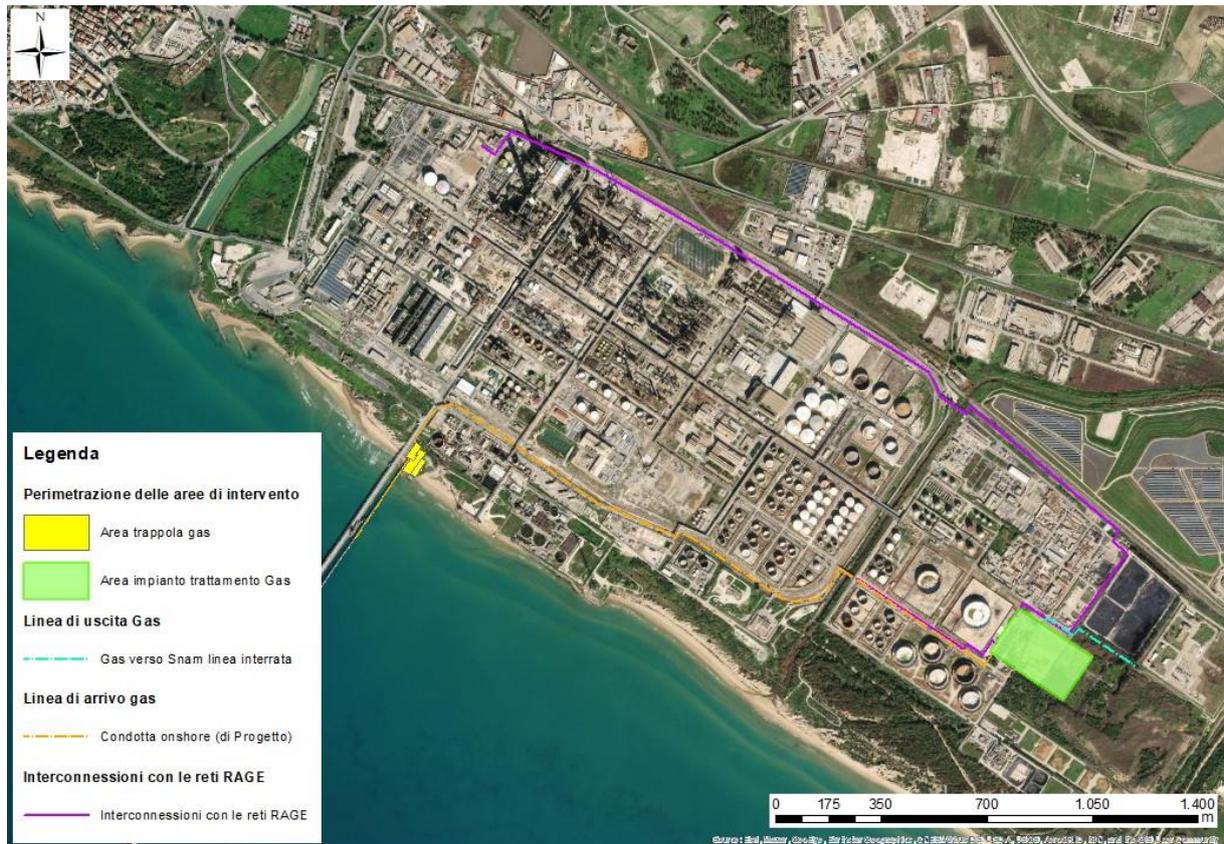


Figura 3-2: Ubicazione delle aree di intervento shore approach (in giallo) e onshore (in verde)

3.1 INTERVENTI PREVISTI IN AREA OFFSHORE

Di seguito vengono sintetizzati i principali interventi, previsti in ambito offshore (Figura 3-3), integrati e modificati dalle ottimizzazioni progettuali intercorse:

- Realizzazione di quattro pozzi sottomarini produttori, di cui uno per il giacimento "Argo" (pozzo "Argo 2") e n.3 pozzi per il giacimento "Cassiopea" (pozzi "Cassiopea 1Dir", "Cassiopea 2Dir" e "Cassiopea 3Dir"): tali interventi sono stati autorizzati con DM°149/2014;
- Perforazione di n.2 pozzi esplorativi (aventi per obiettivo livelli sabbiosi mineralizzati a gas) sui prospetti denominati "Centaurò 1" e Gemini 1": tali interventi sono stati autorizzati con DM°149/2014;
- Installazione di un manifold sottomarino di raccolta della produzione del Campo Cassiopea: tale intervento è stato autorizzato con DM°149/2014;
- Posa di ombelicali di controllo dal manifold del campo Cassiopea alle 4 teste pozzo e all'esistente piattaforma Prezioso: intervento autorizzato con DM°149/2014 e modifica autorizzata con DG°55/2018;
- Posa di linee flessibili (flexible flowlines) 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": tale intervento è stato autorizzato con DM°149/2014 e modifica autorizzata con DG°55/2018;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 20 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- Posa di una pipeline da 14" dal manifold "Cassiopea" al nuovo approdo inclusa installazione di un sistema di sezionamento di sicurezza sottomarino: intervento autorizzato con DM 149/2014 e modifica autorizzata con DG°55/2018;
- Installazione, presso la piattaforma esistente "Prezioso" che ricade nella concessione "C.C3.AG", delle unità relative all'iniezione del glicol-etilenico nel flusso gassoso estratto dai pozzi del giacimento Argo - Cassiopea per la prevenzione della formazione degli idrati e delle unità necessarie al controllo dei pozzi sottomarini. Inoltre, verrà predisposto il collegamento al collettore di blow down di piattaforma per eventuale depressurizzazione manuale della linea di trasporto gas: intervento autorizzato con DG°55/2018.

Si precisa inoltre che:

- Gli ombelicali si svilupperanno per una lunghezza complessiva di circa 45 km (Tabella 3-1), e attraverseranno profondità comprese tra 660 m, in corrispondenza del Manifold Cassiopea, e 40 m, in corrispondenza della Piattaforma Prezioso.
- Gli ombelicali permetteranno il collegamento tra:
 - la piattaforma Prezioso con il sistema SDU (Subsea Distribution Unit);
 - il pozzo sottomarino Argo 2 con il sistema SDU;
 - il Manifold sottomarino con il sistema SDU e con i pozzi del campo di Cassiopea
- Complessivamente le flexible flowline si sviluppano per circa 11 km (Tabella 3-1) e attraverseranno profondità comprese tra 660 m, in corrispondenza del Manifold Cassiopea, e 550 m, in corrispondenza del pozzo Argo 2.
- La condotta da 14" per il trasporto idrocarburi terminerà con una SSIV (Subsea Safety Isolation Valve) installata su una struttura ancorata a fondo mare (Figura 3-4).
- Per tutte le linee marine, a protezione delle stesse, è previsto un rivestimento in polietilene triplostrato (3-LPE: 3 layers polyethylene coating) dello spessore indicativamente di 3,5 mm; per le pipeline da 14", anche un rivestimento in calcestruzzo armato dello spessore compreso tra 40 e i 120 mm.

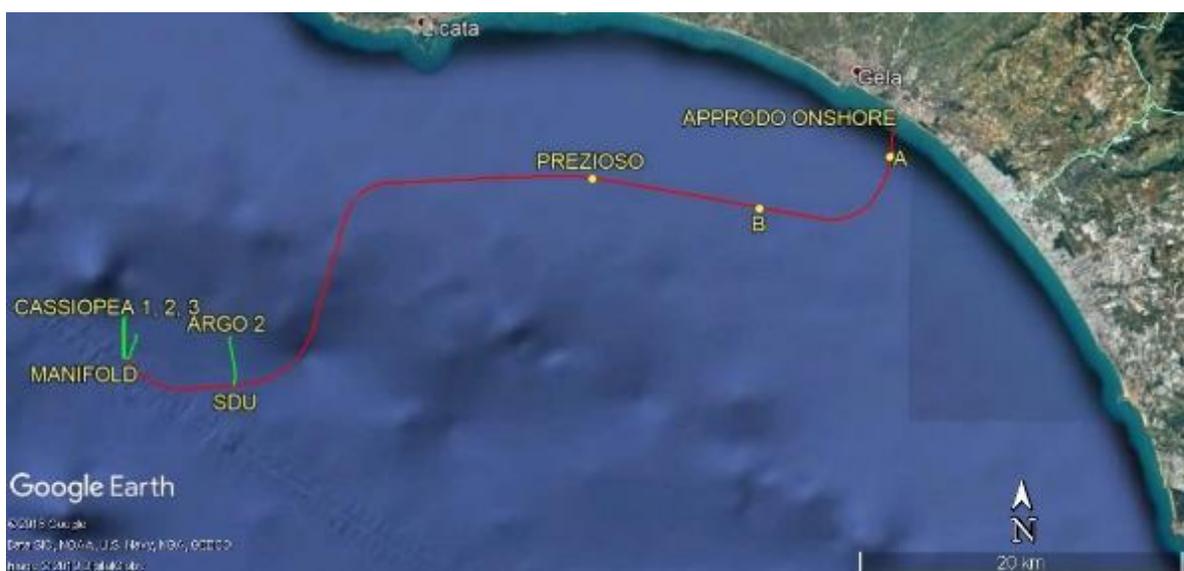


Figura 3-3: Tracciato della condotta in progetto ed ubicazione dei pozzi Cassiopea 1, Cassiopea 2, Cassiopea 3 e Argo 2

Tabella 3-1: Lunghezze delle condotte Offshore e ombelicali

Condotte Offshore / Ombelicali	Lunghezza (m)
Condotta diametro 14": SSIV - Manifold	60.382
Condotta flessibile diametro 6": Argo 2 - ILT	3.155
Condotta flessibile diametro 6": Pozzo Cassiopea 1 - Manifold	2.719
Condotta flessibile diametro 6": Pozzo Cassiopea 2 - Manifold	2.781
Condotta flessibile diametro 6": Pozzo Cassiopea 3 - Manifold	1.772
Ombelicale 1: Prezioso - SDU	29.296
Ombelicale 2: SDU - Manifold	7.600
Ombelicale 3: SDU - Argo 2	3.209
Ombelicale 5: Manifold - UTA Cassiopea 1 e 2	2.737
Ombelicale 5: Manifold - Pozzo Cassiopea 3	1.815

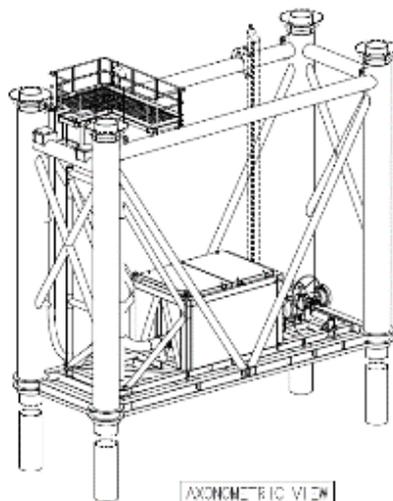


Figura 3-4: Esempio di SSIV (Subsea Safety Isolation Valve) e relativa struttura di supporto

3.1.1 MODALITÀ OPERATIVE DI INSTALLAZIONE DELLA PIPELINE E DELLE LINEE DI COLLETTAMENTO (OMBELICALI E FLEXIBLE FLOWLINES)

La posa delle condotte sottomarine a comprendere: la condotta rigida (pipeline) di collegamento tra il Manifold del campo "Cassiopea" con lo shore approach, gli ombelicali e le flexible flowlines di

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 22 di 86
--	------------------------	--	--------------------

collegamento tra i 4 pozzi sottomarini “Cassiopea” (1, 2 e 3) con il Manifold e il pozzo “Argo” 2 con il sistema SDU, avverrà mediante operazioni di *post-trenching*.

La scelta di interrare le condotte sottomarine è stata effettuata con lo scopo di isolare completamente il sistema di trasporto di Gas naturale (protette già da sistemi di rivestimenti in polietilene e calcestruzzo, Par.3.1) rispetto all’ambiente circostante, così da:

- proteggere il sistema di trasporto gas da fenomeni erosivi e di alterazione.
- minimizzare gli impatti e le possibili interazioni con l’ambiente circostante;
- permettere un possibile ripristino ambientale evitando strutture poggiate sul fondo;
- ridurre le possibili interferenze con le attività di pesca (soprattutto pesca a strascico) presenti nell’area di interesse.

Le attività di scavo della trincea avverranno per mezzo di macchinari di tipologia “*trenching jetting*” (Figura 3-5) in grado di scavare anche in condizioni di fondali molto irregolari e con tempistiche di lavoro rapide. Questa tipologia di macchina permetterà di effettuare l’intero scavo anche ad elevate profondità, alloggiare le condotte all’interno dello scavo e ricoprirle immediatamente per mezzo dei sedimenti appena escavati

La profondità di scavo delle trincee sarà tale da contenere le condotte in progetto e che le stesse risultino al di sotto del fondale attuale di circa 1 m. Pertanto, la trincea potrà prevedere una profondità pari al diametro della condotta (14”) o degli ombelicali - flexible flowlines (6”) maggiorato di 1 m. Inoltre, per quanto riguarda la condotta rigida, la profondità di scavo considererà anche l’ulteriore spessore determinato dal rivestimento in calcestruzzo (Concrete Weight Coating).

Il valore di seppellimento previsto da progetto risulta coerente con quanto previsto delle linee guida internazionali “*Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*” aggiornate nel 2018”, relativamente alla possibilità di non dover procedere alla rimozione di pipeline marine in fase di dismissione qualora appunto la sepoltura abbia una profondità minima di 0,6 metri sopra la sommità della condotta (Paragrafo 2.2).



 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 23 di 86
--	------------------------	--	--------------------

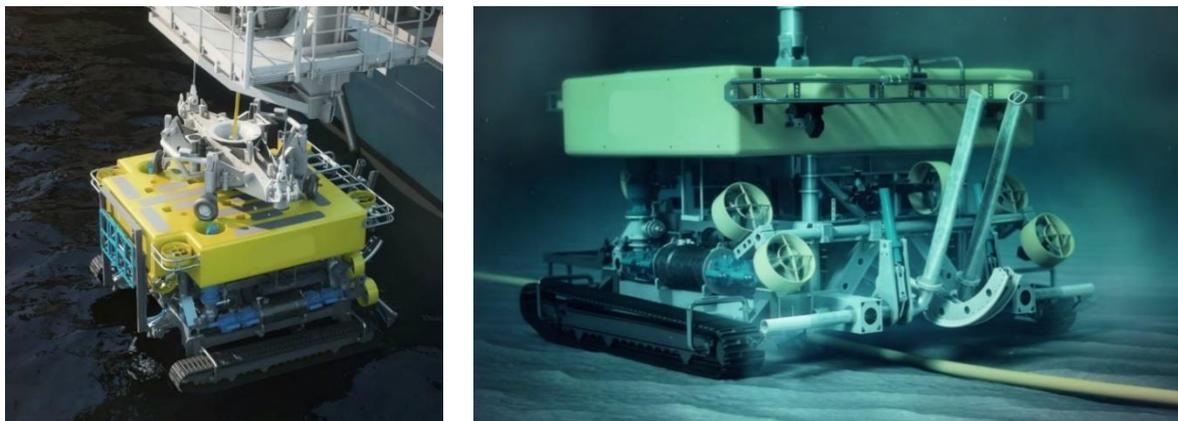


Figura 3-5: Esempio di trenching jetting machine

3.2 INTERVENTI PREVISTI IN AREA SHORE APPROACH

Lo sviluppo del Campo di Cassiopea prevede l'adeguamento dell'attuale trave tubo lato pontile esistente al fine di un suo sfruttamento per sostenere la condotta (pipeline) da 14" di trasporto del gas naturale, nonché un sistema di controllo della linea stessa (area trappola).

Si prevede di utilizzare la struttura della esistente condotta in cemento armato lato pontile di Raffineria su cui posare parte della pipeline nel suo tratto terminale fino a terra; permettendo di minimizzare gli impatti ambientali in fase di installazione.

Una volta su 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 (Figura 3-2).

La funzione di questa unità (area trappola, Figura 3-7) sarà quella di fornire le appropriate apparecchiature per garantire le operazioni di pulizia e ispezione ("pigging") della pipeline sottomarina. Tale unità sarà ubicata sul lato est del pontile del sito Multisocietario di Gela, a nord del tratto finale della trave tubo, ed il suo utilizzo non sarà continuativo, ma avverrà soltanto in caso di necessità.

Le attività di installazione comporteranno la posa di una platea in cemento armato, l'installazione delle apparecchiature sopra indicate e un container a protezione delle stesse apparecchiature.

Si prevede inoltre l'installazione di:

- fondazioni per la cui realizzazione si prevede una profondità di scavo di circa 0,90 – 0,80 m da p.c;
- cavidotto interrato per il passaggio dei cavi e relativo pozzetto in calcestruzzo;
- canale prefabbricato in calcestruzzo interrato, per la cui realizzazione si prevede una profondità di scavo massima di circa 0,64 m da p.c.;
- pozzetto di drenaggio ubicato in area cordolata, per la cui realizzazione si prevede una profondità di scavo massima di circa 0,60 m da p.c.

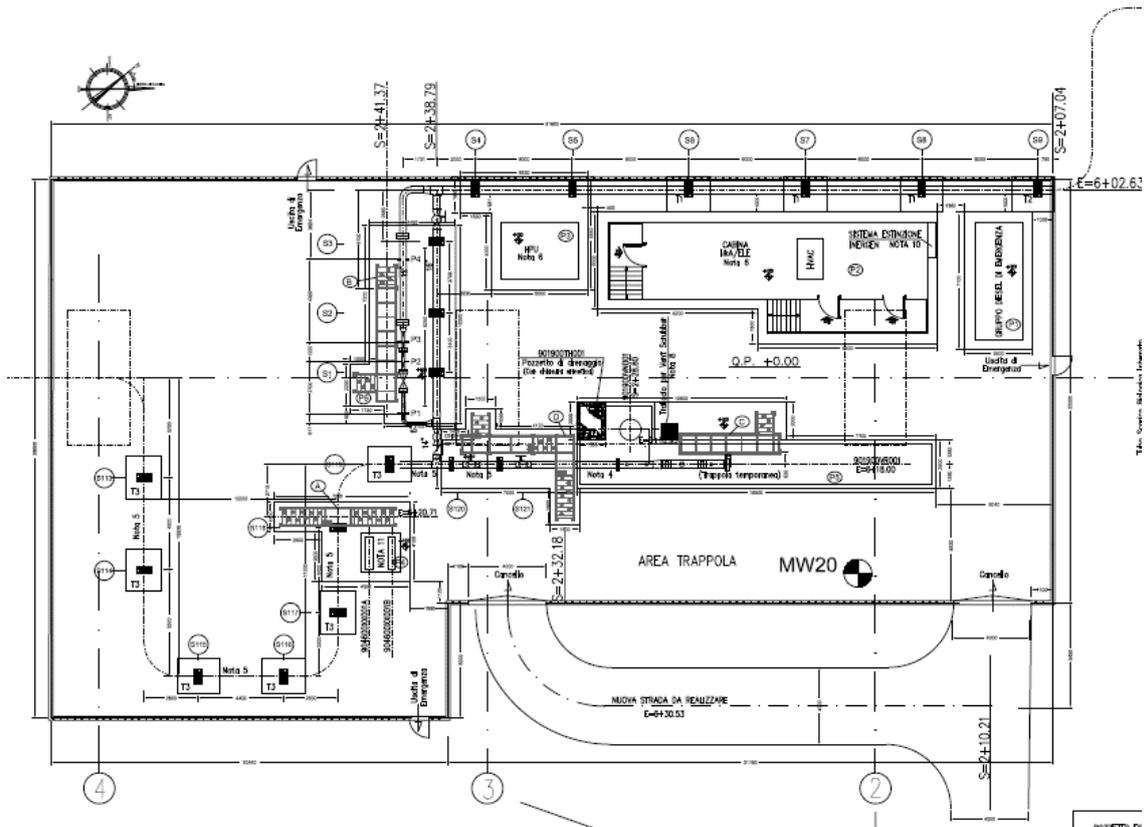


Figura 3-6: Planimetria area trappola (estratto tratto da 082190DADB10315_EXDE01_01, Eni)

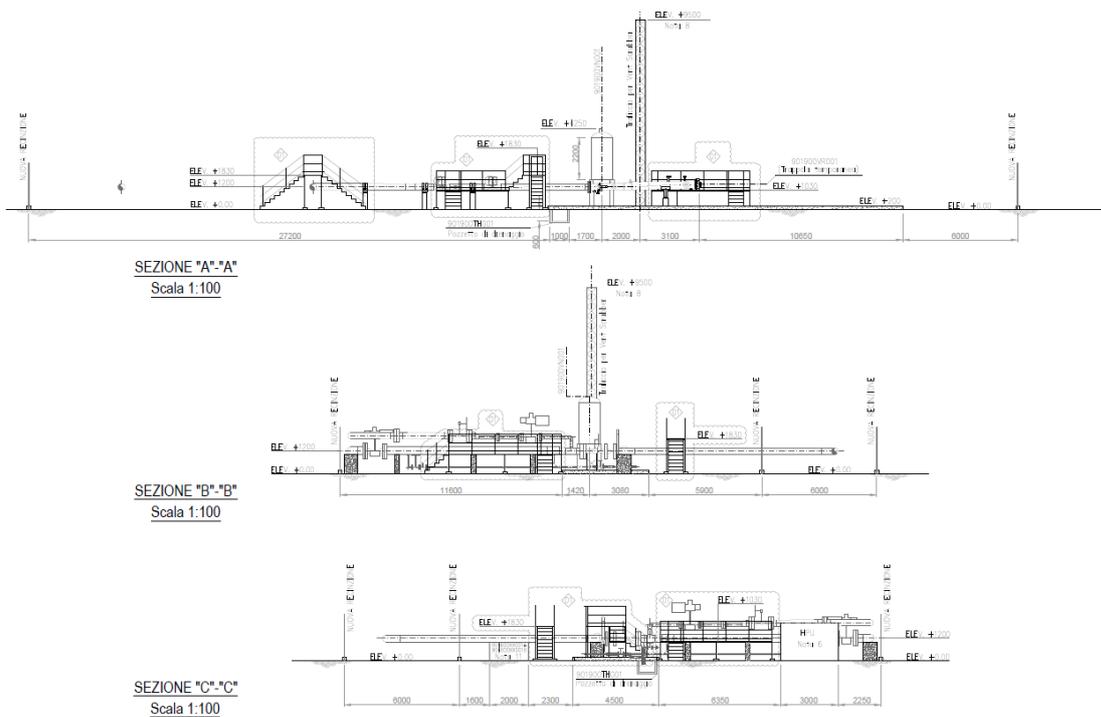


Figura 3-7: Sezioni area trappola (estratto tratto da 082190DTDG46200_EXDE02_01, Eni)

	Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 25 di 86
--	---------------	------------------------	--	--------------------

Per quanto riguarda l'installazione del tratto terminale (shore approach) della pipeline sulla struttura di trave tubo (nel solo tratto di intervento, Figura 3-8) comprenderà le seguenti attività:

- rimozione della "Trave-tubo" (tubazione in calcestruzzo) e delle relative selle di supporto;
- ripristino dei pali esistenti e dei pulvini mediante interventi di rinforzo ad-hoc;
- installazione di una struttura in carpenteria metallica sui pulvini ripristinati, che fungerà da supporto per il transito della condotta da 14" di trasporto degli idrocarburi.

Di seguito, si riporta l'attuale struttura così come appare e un rendering che illustra la struttura di supporto che si prevede di utilizzare per la condotta diametro 14".



Figura 3-8: Stato attuale della "Trave-tubo" e del pontile



Figura 3-9: A sinistra stato attuale della struttura, a destra Rendering della struttura in carpenteria metallica di supporto per la condotta di trasporto idrocarburi diametro 14"

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 26 di 86
--	------------------------	--	--------------------

3.3 INTERVENTI PREVISTI IN AREA ONSHORE

Rispetto agli interventi già autorizzati con i già menzionati Decreti ministeriali e facenti parte del programma di sviluppo dei campi gas Argo e Cassiopea, a fine 2016 è stata avviata una Verifica di Assoggettabilità per alcune ottimizzazioni progettuali.

Tra le modifiche più rilevanti si evidenzia l'installazione su terraferma (all'interno del sito Multisocietario Eni di Gela, Figura 3-2) di tutte 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 (Figura 3-10) di trattamento sarà comprensivo di:

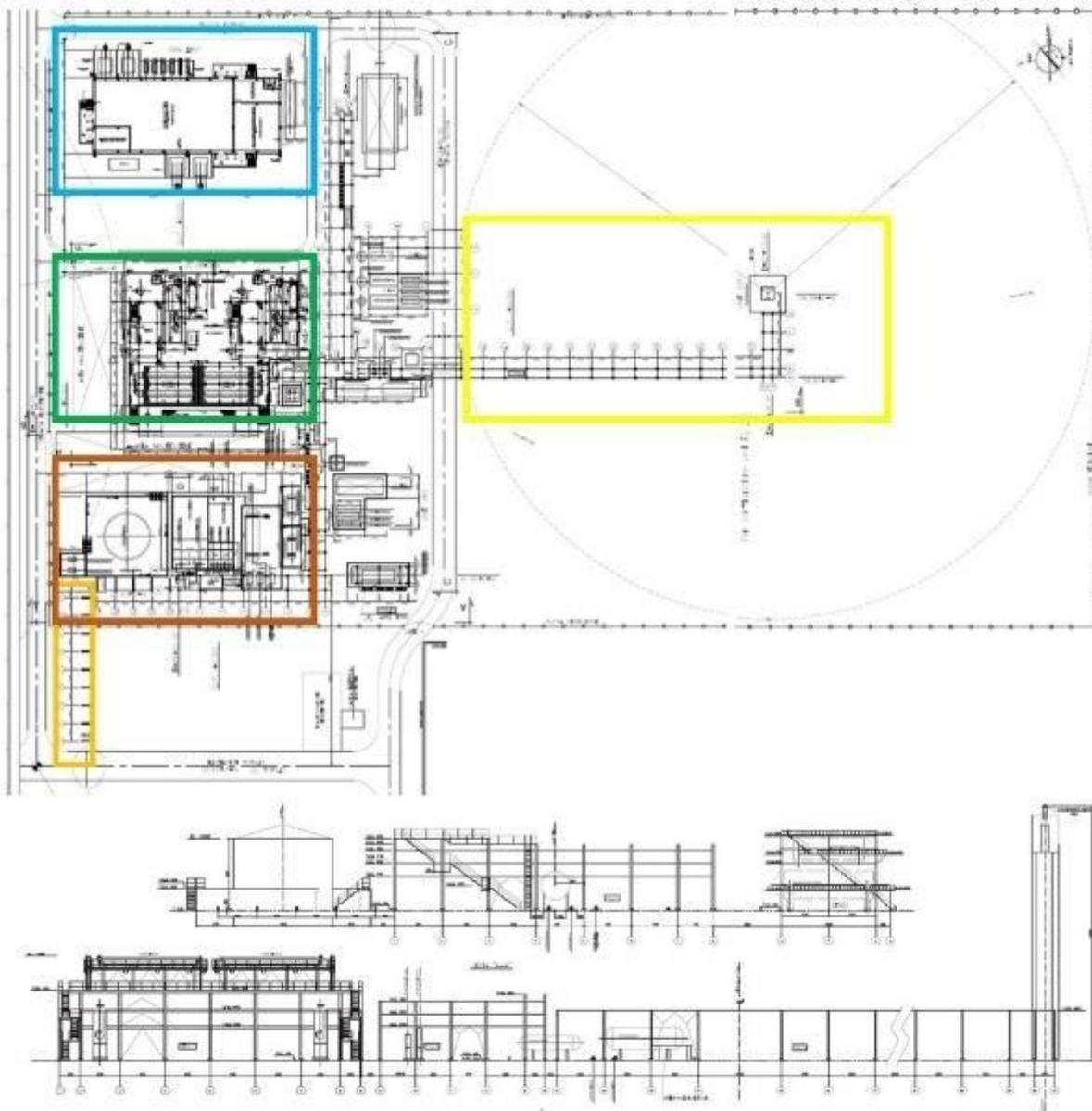
- pipeline in ingresso all'impianto connessa allo slug catcher che assicurerà la separazione del gas dall'acqua di strato;
- unità di compressione;
- unità di disidratazione, basata su una colonna ad assorbimento funzionante con Glicole Trietilenico (TEG);
- sistema di misurazione fiscale prima dell'immissione del gas direttamente in rete nazionale;
- edificio di due piani in calcestruzzo (Lunghezza: 21,16 m, Profondità: 52,06 m e Altezza: 8,32m), che ospiterà i seguenti locali:
 - Sala tecnica di strumentazione;
 - Sala quadri elettrici;
 - Locale batterie;
 - Locale cavi;
 - Sala Meeting e servizi.

L'impianto sarà completato da tutti i sistemi ausiliari necessari alla produzione che includeranno, tra gli altri, il sistema aria strumenti, il sistema azoto, il sistema di drenaggio, il sistema di torce di emergenza e la generazione di emergenza; lo stesso sarà inoltre connesso con le necessarie facilities ed utilities già esistenti all'interno della Raffineria.

Su terraferma sarà inoltre prevista:

- 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 pipeline, fino all'impianto di trattamento.

Tale condotta si svilupperà dalla radice della trave tubo in cemento armato in area shore approach, sino all'area del nuovo impianto (Figura 3-11) e sarà poggiata in parte su piste e strutture di sostegno già esistenti nell'area della Raffineria e in parte su tracciati e strutture di nuova realizzazione, in modo da non interferire con il terreno sottostante.



LEGENDA

- | | |
|---|--|
|  Pipeline in ingresso all'impianto |  Parte dei drenaggi |
|  Edificio in calcestruzzo |  Area torcia |
|  Unità di compressione | |

Figura 3-10: Planimetria impianto compressione e trattamento gas onshore, con sezione delle strutture impiantistiche previste (estratto tratto da 0821-70 CASSIOPEA ONSHORE PLANT, Eni)

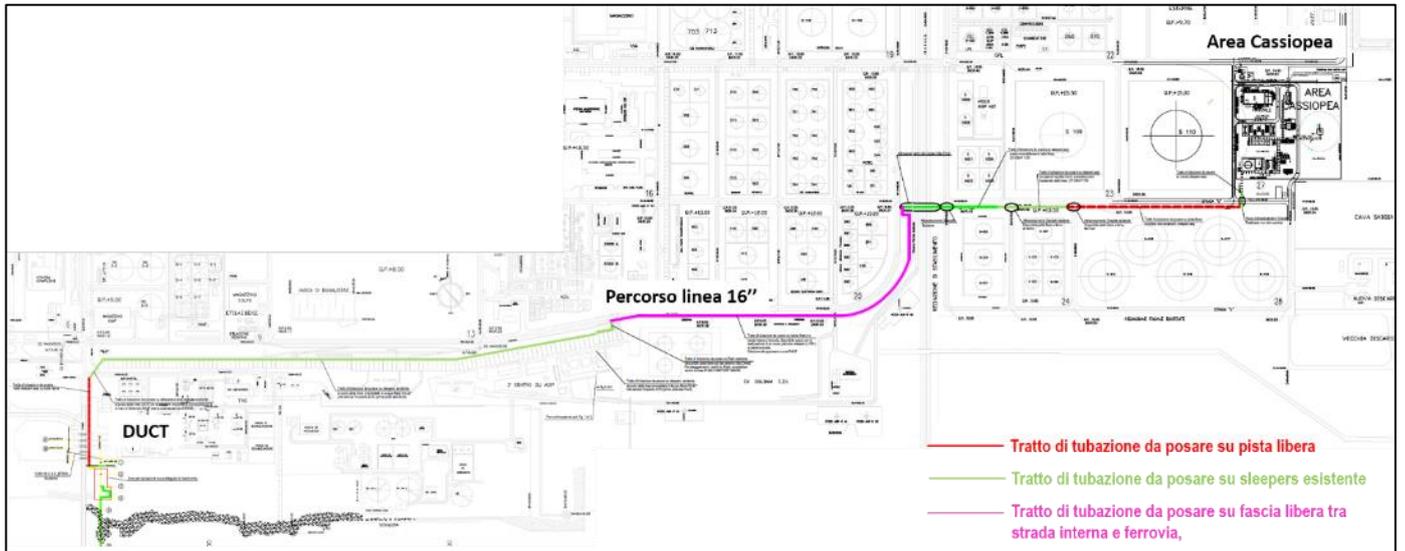


Figura 3-11: Percorso della condotta Onshore nell'area della raffineria di Gela

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 29 di 86
--	------------------------	--	--------------------

4 STATO AMBIENTALE DELLE AREE DI INTERVENTO

Il presente capitolo riporta un sunto delle principali caratteristiche ambientali delle aree di intervento (offshore, shore approach ed onshore), la cui conoscenza risulta utile ad una corretta valutazione delle attività di decommissioning e ripristino ambientale descritte nei successivi capitoli.

Le informazioni di seguito riportate comprendo quanto indicato nella documentazione (Studio di impatto ambientale e successive integrazioni) già precedentemente condivisa ed approvata dagli Enti competenti, unitamente alle risultanze ottenuti nel corso delle indagini ambientali eseguite o in corso di esecuzione.

4.1 STATO AMBIENTALE DELL'AREA OFFSHORE

Il presente paragrafo riporta le principali caratteristiche ambientali, relativamente all'area offshore, con particolare riferimento alle caratteristiche oceanografiche, stato qualitativo dei sedimenti, delle acque, flora, fauna ed ecosistemi marini.

Area offshore (pozzi e pipeline) che risulta localizzata al largo della costa compresa tra Licata e Gela, ad una distanza, per quanto riguarda i pozzi, di 25 - 30 Km in direzione Sud da Licata e di 40 - 50 km in direzione Sud Ovest da Gela; la pipeline risulta invece distante, nel punto più vicino, 9°km da Licata in direzione Sud, e 5 km in direzione Est da Gela.

4.1.1 CARATTERISTICHE OCEANOGRAFICHE

La zona di interesse si trova all'interno del Canale di Sicilia che è caratterizzato da un andamento batimetrico molto irregolare. In particolare, è presente una zona centrale profonda, caratterizzata da depressioni chiuse come il "Bacino di Pantelleria" profondo 1317 m, il "Bacino di Malta" da 1721 m ed il "Bacino di Linosa", profondo 1529 m. Tale zona comunica con il Mar Tirreno tramite una soglia occidentale, situata a 36 m a Nord Ovest di Pantelleria e con il Mar Ionio attraverso una soglia orientale, situata a 52 m a Sud Est di Malta (Morelli, 1972).

Le caratteristiche idrodinamiche del Canale di Sicilia, che unisce i bacini occidentale (in particolare la zona tirrenica e balearica) ed orientale (zona ionica) del Mar Mediterraneo, sono in rapporto diretto con la circolazione generale del Mar Mediterraneo come descritto da Orchinnikov (Orchinnikov, 1966) e successivamente rivisitato da Roussenov (Roussenov, Stanev, Artale, & Pinardi, 1995).

Il Canale di Sicilia è quindi sede di un'attiva circolazione, regolata dall'ingresso di acque atlantiche e levantine che fluiscono in direzioni opposte e che portano ad una precisa stratificazione delle acque, anche in termini di caratteristiche chimico-fisiche. Nella regione di transizione le correnti sono generalmente deboli o nulle in corrispondenza delle zone in cui le masse d'acqua si incontrano. Sebbene i flussi e le velocità risultino ridotti nella stagione estiva, questa circolazione mantiene le sue caratteristiche durante tutto l'arco dell'anno e la distribuzione caratteristica della salinità rimane invariata nel corso delle due stagioni estreme.

4.1.2 QUALITÀ CHIMICHE-FISICHE DELLE ACQUE E DEI SEDIMENTI

Relativamente alla qualità delle acque interessate dal progetto Cassiopea, all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Gela, ISPRA ha eseguito uno studio volto alla caratterizzazione dei fondali dell'area costiera antistante il polo petrolchimico. Quale base dei dati sono stati utilizzate le due campagne di indagine svolte sull'ambiente marino-costiero dell'area nell'autunno 2006 e nel corso del 2009.

I risultati finali della caratterizzazione dei fondali non hanno evidenziato situazioni particolarmente critiche: le concentrazioni degli analiti indagati risultano in generale molto basse (o addirittura al di sotto del limite di quantificazione delle metodiche utilizzate, o prossimi ai valori di fondo naturale) e distribuite in maniera piuttosto omogenea. Fanno eccezione solo Arsenico e Idrocarburi pesanti C>12 che in aree limitate presentano valori significativi.

Lo studio ecotossicologico eseguito sull'area di indagine mostra un rischio ecotossicologico relativamente circoscritto a pochi casi localizzati, per i quali si ipotizza la presenza nel sedimento di miscele complesse di contaminanti in forma biodisponibile, dannosi per le comunità acquatiche. I casi rilevati si riferiscono agli strati più superficiali del sedimento indagato (0-50 cm di profondità), e

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 30 di 86
--	------------------------	--	--------------------

principalmente localizzati in prossimità della porzione costiera prospiciente il SIN e lungo il pontile del polo petrolchimico fino alla fine della diga foranea.

Le stesse analisi di caratterizzazione eseguite sulle acque nel corso della sola campagna estiva (2009) non hanno messo in evidenza particolari criticità in termini di contaminazione (con un solo campione su 20 raccolti in cui si evidenzia la presenza di E. coli in quantità superiori alla soglia di balneabilità). I dati relativi alle indagini svolte sugli organismi mostrano fenomeni di bioaccumulo non significativi ed una scarsa correlazione dei risultati rispetto alla vicinanza o meno dei campioni alle fonti note di inquinamento. Fa eccezione il dato di bioaccumulo rilevato per il Rame, evidentemente presente nell'area in forma altamente biodisponibile.

L'ISPRA conclude nel suo studio che in base alle informazioni disponibili, alle valutazioni emerse dall'osservazione dei dati delle attività di caratterizzazione dei vari comparti ambientali e dall'applicazione dei sistemi di valutazione integrata di tipo Weight of Evidence (WOE), si osservava che il pericolo ambientale è relativamente modesto, privo di particolare criticità.

Gli annuari ARPA relativi agli anni 2016 e 2018 non riportano classificazione di qualità per il tratto di mare interessato dal progetto. L'unico indice presente (relativo all'anno 2017) definisce il Golfo di Gela come un'area non conforme alla vita dei molluschi (D.lgs. 152/06) a causa della salinità delle acque e della presenza di materiale in sospensione.

Il documento "Relazione Finale - Acque Marino Costiere, ARPA Sicilia 2019" riporta un Buono Stato per le acque e i sedimenti dei corpi idrici costieri nell'area di Gela (Torre Manfredia) e Licata (Torre di Gaffe).

Le risultanze sopra riportate sono state confermate dalle indagini ambientali eseguite lungo tutta l'area di progetto offshore, nel corso del 2009 e dalle indagini ante-operam (Prescrizione A.10 Allegato 1 – Dec. VIA/AIA n.149/14, ottemperata con Determina Direttoriale n.1164 del 26-09-2022), in corso di ultimazione.

Relativamente alle caratteristiche chimico e fisiche dei sedimenti, i risultati preliminari ad oggi ottenuti, hanno permesso un rapido confronto tra le stazioni di monitoraggio C3÷C10 poste lungo la pipeline, i punti di bianco B3÷4 e le risultanze della campagna di monitoraggio ambientale ante-operam (Figura 4-1) considerate nella predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale del "Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea" 2010-2011 (Approvato con Decreto n. 149 del 27/05/2014).



Figura 4-1: Sovrapposizione tra i punti di indagine eseguiti nel 2009 e i punti di indagine A.10

Relativamente alla componente chimica, i risultati ottenuti dalle analisi sui sedimenti prelevati lungo il tracciato della pipeline, hanno permesso un confronto preliminare con le risultanze ambientali descritte nel Documento di Studio di Impatto Ambientale “Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea” 2010-2011 (Approvato con Decreto n. 149 del 27/05/2014).

In generale le variazioni spaziali delle concentrazioni degli analiti considerati rientrano nel range di valori già osservati nel 2009, più nello specifico si assiste ad una diminuzione delle concentrazioni degli analiti investigati dal 2009 al 2023 soprattutto per i metalli pesanti; non si rilevano variazioni e/o anomalie per i restanti analiti considerati.

Per quanto riguarda le indagini effettuate nei punti sotto-costa C7÷C10, i metalli presenti in maggiore quantità sono risultati all'alluminio (con un range compreso tra 3.200 mg/Kg per il sedimento superficiale in corrispondenza di C10 a un massimo di 4.400 mg/Kg per il sedimento sub-superficiale in corrispondenza di C8); il bario (con un range compreso tra 87 mg/Kg per il sedimento superficiale di C9 a un massimo di 170 mg/Kg per il sedimento sub-superficiale di C7); il ferro (con un range compreso tra un minimo di 12.000 mg/Kg per i sedimenti sub-superficiali di C7 a un massimo di 15.000 mg/Kg per il sedimento sub-superficiale C9).

I valori rilevati nella stazione C6 risultano in linea con i valori dei punti sotto-costa C7÷C10, e se confrontati con la stazione PPM-01 (stazione monitorata nel 2009) evidenziano soprattutto una diminuzione dei metalli pesanti, tra cui Alluminio, Nichel, Zinco e Rame. L'Alluminio presente sia diminuita drasticamente (da 77.034 mg/Kg nel 2009 in PPM-01 a 2.160 mg/Kg in C6). Si riscontra anche una diminuzione di un ordine di grandezza Nichel (da 35 a 2,49 mg/Kg), dello Zinco (da 104 a 14 mg/Kg) e del Rame (da 25 a 1,5 mg/Kg). Anche gli idrocarburi pesanti risultano diminuiti, dato che in PPM-01 la quantità ammontava a 29 mg/kg, mentre ad oggi si è riscontrato una concentrazione al di sotto dei limiti di rilevanza. Ugualmente, si rileva la stessa tendenza per gli Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA), i policlorobifenili PCB e i Pesticidi Clorurati.

Tale confronto è stato effettuato anche tra la stazione pregressa PPM-09 e la stazione corrente C3, data la loro vicinanza. Come per il punto C6, si noti come la concentrazione di alluminio presente sia diminuita da 65.950 mg/Kg nel 2009 in PPM-09 a 30.600 mg/Kg in C3. Si riscontra anche una lieve

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 32 di 86
--	------------------------	--	--------------------

diminuzione degli altri metalli pesanti, comunque in linea con le analisi pregresse. Anche gli idrocarburi pesanti risultano coerenti, dato che in PPM-01 la quantità ammontava a 19 mg/kg, mentre ad oggi si è riscontrato una concentrazione pari a 8,9 mg/Kg. Ugualmente, si rileva la stessa tendenza per gli Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA), i policlorobifenili PCB e i Pesticidi Clorurati.

Per quanto riguarda le concentrazioni rilevate nei punti di bianco B3 e B4 le stesse risultano allineate alle concentrazioni rilevate lungo la pipeline.

Caratteristiche fisiche dei sedimenti (granulometria):

Da un punto di vista granulometrico i risultati preliminari ottenuti dalle indagini in corso (Prescrizione A.10) hanno permesso di confermare quanto evidenziato durante le indagini del 2009. I sedimenti prelevati lungo la pipeline sono stati classificati come Silt argillosi (Shepard, 1954), fatta eccezione per i campioni prelevati sulla postazione C3 e C6. I sedimenti corrispondenti ai campioni prelevati presso il punto C3, più lontano dalla costa, sono stati classificati come Argilla siltosa, nella quale si ritrova una frazione dominante di argilla del 55,10%, questo trova riscontro nelle indagini eseguite precedentemente nel punto PPM-09. Mentre, i sedimenti corrispondenti ai campioni prelevati presso il punto C6, più vicino alla costa, sono stati classificati come Sabbia finissima, nella quale si ritrova una frazione dominante di sabbia del 73,5%, questo trova riscontro nelle indagini eseguite precedentemente nel punto PPM-01.

Tale osservazione sta ad indicare l'aumento progressivo del contenuto percentuale in argilla all'interno dei sedimenti a mano a mano che ci si sposta dall'ambiente deposizionale della piattaforma verso quello della scarpata e soprattutto verso condizioni di maggiore calma idrodinamica, come riportato ed evidenziato nello Studio di Impatto Ambientale "Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea" 2010-2011.

4.1.3 FLORA FAUNA ED ECOSISTEMI MARINI

Da un punto di vista faunistico, il Canale di Sicilia presenta un'elevata presenza trofica ed un elevato indice di biodiversità. L'hotspot è localizzato nelle acque delle isole Pelagie, dove si registra uno dei più alti tassi di cattura sia di specie ittiche di interesse commerciale, sia pelagiche di piccole e medie dimensioni (ricciole, tonni alletterati, sgombri), sia tipiche della costa (triglie, molluschi, gamberi). A questo si associa la presenza di numerose specie protette quali tartarughe marine, uccelli, delfini ed altri cetacei.

Di seguito è riportato un sunto della componente biotica (animale e vegetale) che caratterizza il Canale di Sicilia, con particolare riguardo alla biocenosi bentonica.

Plancton - fitoplancton e zooplancton:

Il quadro biocenotico tipico che caratterizza il Mediterraneo consiste in un addensamento di biomassa planctonica nello strato intermedio (compreso tra 50 e 80 m) e nella zona costiera, con una progressiva riduzione della densità spostandosi a largo della costa. Tale addensamento risulta guidato dalla presenza di caratteristiche fisiche (es. distribuzione della luce) e nutrizionali. Le caratteristiche funzionali sono state monitorate attraverso l'analisi dell'attività fotosintetica mediante l'analisi dell'assimilazione oraria dell'isotopo ¹⁴C. I risultati mostrano dei massimi profondi (77 m e 50 m).

L'andamento della produzione primaria nella sezione perpendicolare alla costa è caratterizzato, nell'intera colonna d'acqua, da un netto gradiente positivo procedendo dal largo verso terra seguendo la distribuzione di nutrienti e luce. La distribuzione verticale rispecchia un andamento di tipo classico con valori relativamente elevati in prossimità della costa; in acque più profonde è presente un nucleo centrale intermedio più produttivo con tassi in diminuzione nelle acque più esterne. Non si notano differenze rilevanti tra stagione invernale ed estiva, oscillazioni viceversa prevedibili e osservabili in altre parti del Mediterraneo. Le caratteristiche strutturali della comunità sono invece state valutate mediante l'analisi della distribuzione delle specie, delle classi del fitoplancton e dell'indice di Shannon.

I risultati mostrano nel complesso che le biocenosi sono sufficientemente equilibrate senza alcun accenno a fenomeni di eutrofia (Dipart. Biol. Anim. Univ. di Messina, 1985, 1986).

Il documento "Relazione Finale - Acque Marino Costiere, ARPA Sicilia 2019" riporta un indice elevato per la biomassa fitoplanctonica ed un giudizio Buono per lo stato di qualità ecologica dei corpi idrici costieri nell'area di Gela (Torre Manfreda) e Licata (Torre di Gaffe).

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 33 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Biocenosi bentoniche

In tutto il tratto costiero dello Stretto di Sicilia, sono rare le biocenosi di fondo roccioso, ad eccezione della zona di Capo Granitola (Mazara del Vallo), di Scoglitti, in Provincia di Ragusa, e di due secche rocciose al largo di San Leone e Capo San Marco.

I dati relativi alle biocenosi presenti nell'area oggetto di studio, tratti dall'“Indagine oceanografica e correntometrica nelle acque costiere della Sicilia”, svolta nel biennio 1984-1985 dal Dipartimento di Biologia Animale ed Ecologia Marina dell'Università di Messina, evidenziano come la distribuzione delle praterie dipenda prevalentemente dalla natura dei fondali. Le praterie più dense ed estese si rinvennero, infatti, lungo le coste sud-orientali, occidentali e nordoccidentali dell'isola, dove si insediano prevalentemente su matte e substrato duro (Calvo et al., 1995). L'opera in esame non ricade in tali aree.

La distribuzione spaziale delle biocenosi nell'area oggetto di studio è riportata nella seguente figura. In linea di massima si può sintetizzare che, fatta eccezione per le zone costiere caratterizzate da fondali rocciosi, l'area presenta una notevole omogeneità e povertà di organismi bentonici, sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo. Tale situazione si osserva per i popolamenti tipici dei fanghi costieri, caratteristici fino alla batimetria dei -100 m circa e diventa particolarmente evidente per i popolamenti caratteristici dei fondi batiali, che vanno dai -200 m ai -700 m.

Le campagne di monitoraggio eseguite nell'area di studio nel mese di luglio 2009 e quella ante-operam (Prescrizione A.10 Allegato 1 – Dec. VIA/AIA n.149/14, ottemperata con Determina Direttoriale n.1164 del 26-09-2022) tuttora in corso di ultimazione, hanno inoltre permesso di identificare le principali biocenosi e/o afferenze ecologiche presenti nell'area oggetto di studio ed è stata redatta una carta biocenotica (estratto in Figura 4-2). Di seguito si riporta una caratterizzazione dei fondali dalla costa fino al largo, presenti nell'area di progetto.

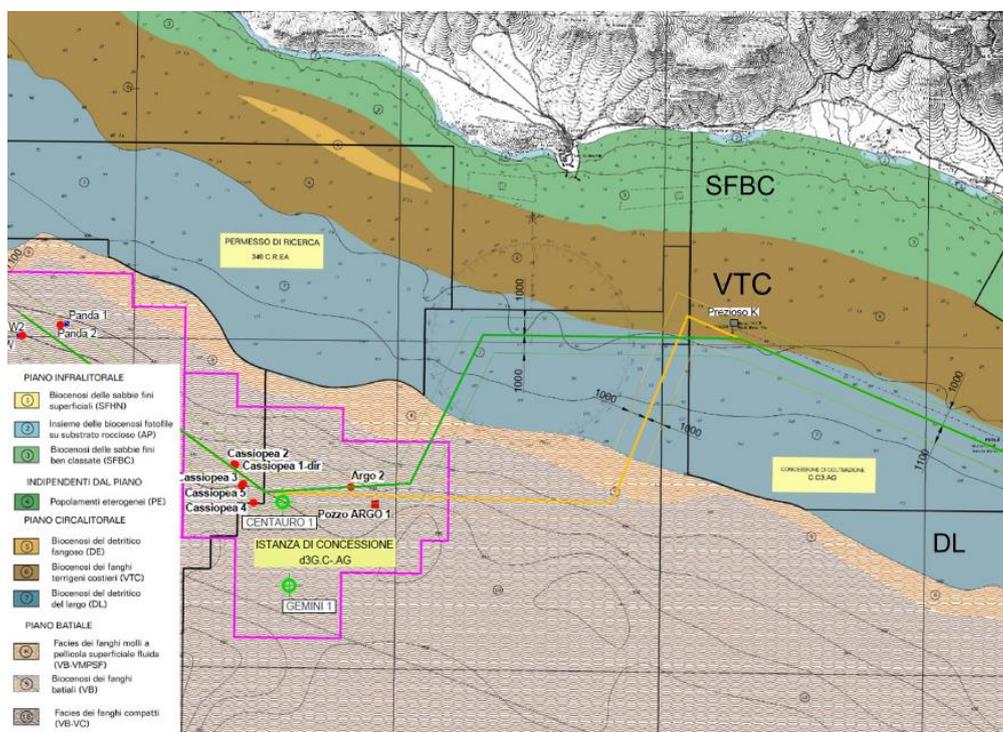


Figura 4-2: Estratto tratto dalla carta della Biocenosi allegata allo Studio di Impatto Ambientale “Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea” 2010-2011 (Approvato con Decreto n. 149 del 27/05/2014)

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 34 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Fondo mobile

Le biocenosi di fondo mobile colonizzano la quasi totalità dell'area di progetto, partendo in molte aree dalla battigia, per giungere fino alla profondità di oltre 700 m.

Dalla linea di costa fino a circa 3 m è presente in diverse aree la Biocenosi delle Sabbie Fini degli Alti Livelli (SFHN) con facies a *Lentidium mediterraneum* e a *Donax trunculus*. Segue una larga fascia occupata dalla Biocenosi delle Sabbie Fini Ben Classate (SFBC) con facies di sedimenti fini caratterizzate da *Spisula subtruncata*, oppure da *Echinocardium mediterraneum* oltre alle numerose specie caratteristiche esclusive di Tellinidae e Donacidae. Verso il largo oltre i 20 m di profondità, si trovano facies di transizione tra la Biocenosi SFBC e la Biocenosi VTC.

La quasi totalità del Circolitorale oltre i 20-25 m di profondità è occupata dalla Biocenosi dei Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) in una facies a rapida sedimentazione e in cui, tra gli elementi dominanti, spicca il mollusco *Turritella communis* cui si associa talvolta il polichete *Owenia fusiformis*; ugualmente comune è la specie caratteristica esclusiva *Abra nitida*.

Al largo di Punta Secca tra i 40 e i 50 m sono presenti due grandi lenti appartenenti alla Biocenosi dei Fondi Detritici Fangosi (DE). Su un substrato detritico conchigliare, fatto a spese di un'antica tanatocenosi appartenente al DC, si è impiantata questa nuova biocenosi caratterizzata da Tellina serrata e dall'abbondanza dell'ofiura *Ophiotrix quinquemaculata*.

Ad una profondità compresa tra i 50 e i 150 metri sono presenti zone caratterizzate da ampie conche di detrito d'origine organica come frammenti di conchiglie, alghe calcaree e meno frequentemente da briozoi. Tali fondali dal punto di vista bionomico possono essere attribuiti alla biocenosi del Coralligeno.

Per quanto riguarda i popolamenti dei fondali più profondi, dai dati disponibili (Patti et al. 1994) è possibile distinguere ben tre associazioni diverse collegate a tre diversi intervalli batimetrici, tutti appartenenti alle biocenosi dei Fanghi Batiali (VB).

L'intervallo batimetrico che va dai -200 ai -300 m è caratterizzato dalla presenza di crostacei come *Parapenaeus longirostris* e *Nephrops norvegicus*, e pesci come *Merluccius merluccius* e *Chlorophthalmus agassizi*. Mentre le due specie di crostacei caratterizzano la facies dei fanghi molli a pellicola superficiale fluida (VB - VMPSF), *Merluccius* e *Chlorophthalmus* sono tipici della facies dei fanghi compatti (VB - VF).

L'intervallo batimetrico che va da -300 m a -500 m presenta, oltre alle specie già citate sopra, anche esemplari del crostaceo *Aristeomorpha foliacea*, che conferma l'appartenenza del sito alla biocenosi dei VB ed in particolare alla facies dei fanghi compatti. Nell'ultimo intervallo batimetrico (400-782 m) si aggiunge un crostaceo (*Aristeus antennatus*) tipico della facies dei fanghi compatti.

Nell'area oggetto di studio non sono invece presenti praterie della fanerogama marina *Posidonia oceanica* come verificato dalle baseline survey condotte nel mese di luglio 2009 mediante Side Scan Sonar ad alta risoluzione e confermato durante le indagini ante-operam (Prescrizione A,10) del 2023 mediante indagini geofisiche:

- Rilievi morfometrici per mezzo di Side Scan Sonar (SSS), lungo il tracciato della pipeline entro la batimetrica 50,0 m, per una copertura di circa 100 m parallelamente a entrambi i lati della stessa pipeline.
- Indagini visive per mezzo di veicoli filoguidati a controllo remoto (ROV), effettuato su appositi transetti ubicati lungo la direttrice della condotta e nell'area contigua, in analogia a quanto effettuato per l'indagine SSS.

Le stesse hanno rilevato la presenza di sedimenti sabbioso – limosi con rada copertura vegetazionale costituita da fanerogame marine riconducibili alla sola *Cymodocea nodosa* e all'alga verde *Caulerpa* proliferata, ad una profondità compresa tra circa 5 m e 20-21 m; oltre tale profondità, i risultati permettono di escludere la presenza di vegetazione.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 35 di 86
---	------------------------	--	--------------------

4.2 STATO AMBIENTALE DELL'AREA ONSHORE E SHORE APPROACH

Il presente paragrafo riporta le principali caratteristiche ambientali, relativamente alle aree onshore e shore approach, con particolare riferimento al suolo, acque di falda e biodiversità in quanto potenzialmente interessate dalle attività di decommissioning e ripristino ambientale.

4.2.1 ASSETTO PAESAGGISTICO E PIANO REGOLATORE

il territorio di Gela è abbastanza variegato da un punto di vista naturalistico, con ecosistemi diversificati e complessi, quasi sempre residui di ambienti più vasti ed integri; il paesaggio dei seminativi irrigui della pianura è in evidente contrasto con il paesaggio tipicamente cerealicolo delle colline di Butera e Mazzarino a Nord. La costa è invece caratterizzata da formazioni dunali (Macconi), in parte consolidate e disposte parallelamente ad essa, che da Scoglitti si spingono fino a Falconara.

Secondo quanto definito all'interno del Piano Paesaggistico della Provincia di Caltanissetta, le aree di progetto onshore e shore approach ricadono all'interno del Paesaggio Locale PL.17 - Sistema urbano di Gela, che comprende il sistema urbano di Gela costituito dal centro abitato e dagli adiacenti insediamenti industriali, nonché dagli agglomerati edilizi sparsi lungo la costa (Figura 4-3).

Dall'esame delle norme tecniche d'attuazione del Piano Regolatore Generale¹ (2010) si evince che i criteri ispiratori della pianificazione sono rispettosi della necessità di tutela di tutti gli aspetti del territorio comunale e del miglioramento della loro funzionalità, operando attraverso interventi idonei ad evitare l'uso improprio delle risorse di tutti i comparti abiotico, biotico e socioeconomico di cui è composto l'ambiente di Gela. Per raggiungere i suddetti obiettivi la pianificazione è stata realizzata attraverso una zonizzazione del territorio per aree omogenee d'uso, funzione delle caratteristiche fisiografiche, della qualità delle risorse e dei vincoli normativi e territoriali che gravano nei diversi siti in cui si articola il territorio. In relazione a tali parametri, gli strumenti attuativi del piano regolatore generale sono articolati in piani che interessano le diverse aree che sono state individuate e raggruppate per affinità d'uso dai tecnici pianificatori in ZTO (Zone Territoriali Omogenee); l'area di progetto ricade all'interno della zona classificata D6 – Area A.S.I (TavolaE0 – Zonizzazione del Piano Regolatore Comunale).

¹ Rapporto preliminare per la valutazione ambientale strategica ai sensi del d. lgs 3.04.2006 n° 152 e s.m.i. art. 13 e del "modello metodologico procedurale della valutazione ambientale strategica (VAS) di piani e programmi" (DGR n. 200 del 10/6/2009, allegato a)



Figura 4-3: Ubicazione Area di progetto rispetto ai “Paesaggi Locali” (fonte PTP provincia di Caltanissetta)

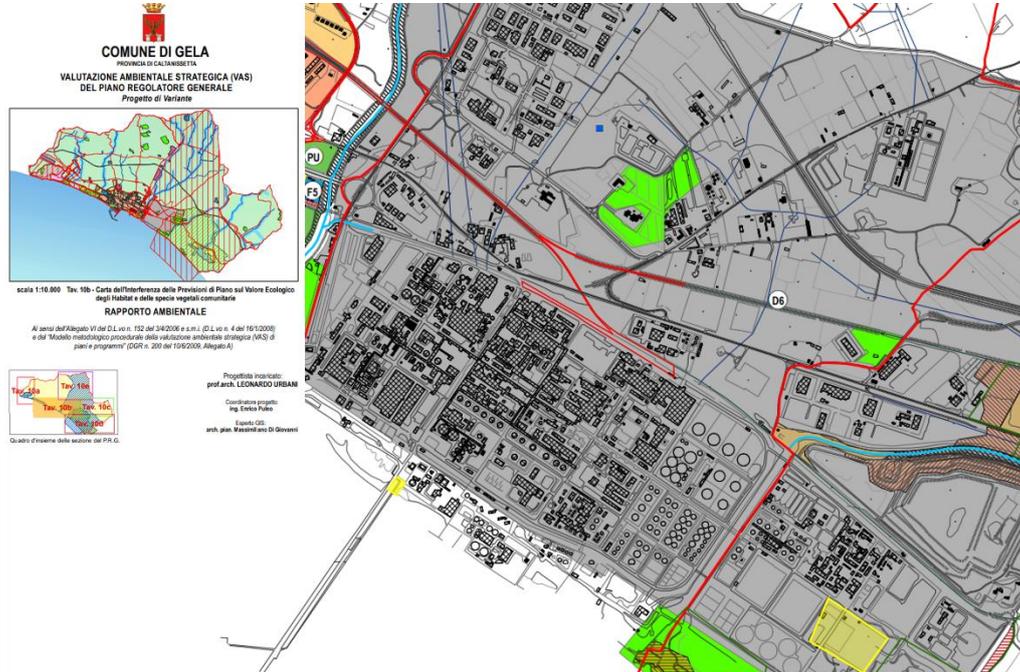


Figura 4-4: Ubicazione Area di progetto (in giallo) rispetto alla zonizzazione ZTO (Zone Territoriali Omogenee)

4.2.2 QUALITÀ DEL SUOLO

In generale, il quadro vegetazionale dell'area in esame si presenta abbastanza vario, tipico di una zona a prevalente vocazione agricola, principalmente caratterizzata da seminativo semplice e mosaici

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 37 di 86
--	------------------------	--	--------------------

colturali, seguiti da diverse colture specializzate quali colture in serra e tendoni, localizzate soprattutto lungo la fascia costiera, e da una zona definita a “Macchia”, in cui ricadono le aree di progetto.

La natura del terreno in corrispondenza delle aree onshore e shore approach è di tipo alluvionale, costituita soprattutto da sabbie limose con intercalazioni argillose.

Lo stato della qualità di suoli e sottosuoli nell’area della Raffineria è stato oggetto di numerose caratterizzazioni nell’ambito delle indagini relative al SIN di Gela. Le caratterizzazioni eseguite hanno riscontrato dei superamenti delle concentrazioni limite nel suolo per:

- Metalli Pesanti (arsenico, mercurio, nichel, piombo, cromo, antimonio, piomboalchili, vanadio);
- Idrocarburi;
- BTEX;
- Composti alifatici clorurati cancerogeni;
- Composti alifatici alogenati cancerogeni;
- IPA.

Di seguito sono riportati maggiori dettagli sia per l’area onshore che per lo shore approach.

4.2.2.1 AREA ONSHORE

L’area onshore fa parte di una ristretta zona che è stata stralciata dal procedimento complessivo del SIN, seguendo quindi un proprio iter al fine di raggiungere concentrazioni residue di contaminazione dei suoli inferiori alle CSC (Foster Wheeler Italiana, 2008).

L’impianto di trattamento e compressione gas risulta infatti ubicato nella porzione orientale del dell’area industriale (Figura 3-2), nelle aree identificate come Isola 27 e Isola 30, ad oggi, soggette ad attività di bonifica approvata dal MATTM ai sensi del comma 8 dell’art. 252 del D. Lgs. 152/06.

Il Piano Operativo di Bonifica così approvato prevede che l’intervento di bonifica dell’area in oggetto sia eseguito in due distinte fasi: una prima fase di scavo in Isola 27 (Lotti 1÷4), ed una seconda fase in Isola 30 (Lotti 5÷8) (Figura 4-5).

Le facilities dell’impianto di trattamento gas ricadranno quasi totalmente all’interno dell’area S111 (Lotti 1÷4), e solo in minima parte anche nell’area S112 (Lotti 5 e 6)

I lavori di scavo e bonifica sono iniziati nell’Ottobre 2013 e sono in fase di ultimazione, alla data di stesura del presente documento, sono state concluse le attività di scavo e collaudo presso i Lotti 1, 2, 3, 4, 5 e 6; le attività di bonifica nei suddetti lotti sono state validate da ARPA Siracusa; e risultano in corso di esecuzione le attività di bonifica dei restanti lotti 7 e 8.

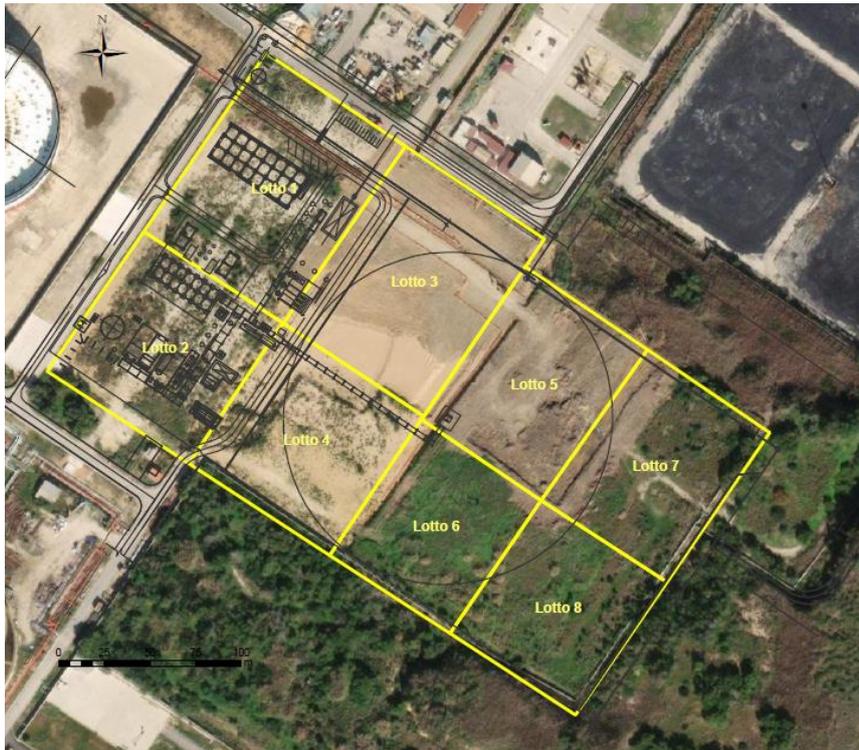


Figura 4-5: Sovrapposizione tra i lotti di bonifica, l'impianto di trattamento e compressione gas previsto e l'immagine satellitare aggiornata al 2020

4.2.2.2 SHORE APPROACH

L'area di interesse (area trappola) risulta essere ubicata su un terrapieno lievemente rialzato di circa $2 \div 3$ m rispetto al tratto costiero attiguo e probabilmente di origine antropica, su cui sono presenti strutture attive e dismesse quali: un pontile, una condotta in cemento armato e una zona di attracco.

Tale area, nello strato di terreno superficiale e fino a $1,5 \div 1,6$ m di profondità, risulta caratterizzata da terreni rimaneggiati composti da clasti calcarei in matrice sabbiosa, così come evidenziato durante le attività di caratterizzazione ambientale ai sensi del D.Lgs. 152/06 concordate con ARPA.

In ottemperanza a quanto richiesto dagli Enti di controllo e sulla base delle prescrizioni avanzate da ISPRA, l'Area trappola è stata infatti oggetto di attività di caratterizzazione ambientale tra il 19 e il 20 ottobre 2020, nello specifico sono stati realizzati n.5 carotaggi (S1÷S5) uniformemente distribuiti sia sull'Area trappola, sia sulle aree temporaneamente interessate dal cantiere. I sondaggi così ubicati sono stati spinti fino al raggiungimento della frangia capillare, quindi alla profondità di circa 2,0 m da p.c.

Durante le attività di caratterizzazione sono stati prelevati n.20 campioni di suolo in corrispondenza dei n.5 sondaggi S1÷S5. Per ogni punto di indagine sono stati prelevati n.4 campioni rappresentativi dei seguenti intervalli stratigrafici: 0,0-0,5 m; 0,5-1,0 m; 1,0-1,5 m; 1,5-2,0 m.

Le attività di caratterizzazione hanno permesso di:

- ricostruire l'assetto stratigrafico relativamente ai primi 2,0 m da p.c., composto essenzialmente come segue:
- Da 0,0 a 1,5–1,6 m da p.c. presenza di materiale sabbioso di colore ocra/grigio rimaneggiato, con clasti calcarei bianchi;
- Da 1,5–1,6 a 2,0 m da p.c. presenza di limo sabbioso plastico di colore ocra/grigio scuro.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 39 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- evidenziare la totale assenza di superamenti rispetto alle CSC del D.Lgs. 152/06 per tutti i parametri chimici e microbiologici indagati su tutti i campioni di suolo prelevati dai sondaggi, inclusi i parametri amianto, diossine e furani.



Figura 4-6: Vista area su cui verrà realizzata l'Area Trappola e la relativa area di cantiere

4.2.3 ACQUE SOTTERRANEE

Da un punto di vista idrografico l'area onshore ricade nel bacino idrografico del Fiume Gela, che ha un'estensione di circa 560 km² e si chiude nel Mare Mediterraneo a Sud-Est dell'acropoli di Gela (CL), con un fronte di un centinaio di metri su cui si imposta l'estuario del fiume. Non si rileva la presenza di corsi d'acqua nelle immediate vicinanze all'area in cui verrà installato l'impianto di trattamento gas.

La struttura idrogeologica della Piana di Gela è caratterizzata da un sistema acquifero multifalda, costituito da livelli potenzialmente acquiferi situati a pochi metri dal piano campagna, discontinui tra loro per eteropie con corpi meno permeabili e separati da limi argillosi che svolgono il ruolo di acquitardo. Tali livelli limitano la comunicazione idraulica verticale e determinano differenti potenziali piezometrici. Si tratta di falde freatiche locali, con direzione del deflusso verso la linea di costa da NordEst verso SudOvest.

In base al "Piano di Tutela delle Acque" della Regione Sicilia redatto nel 2007 e aggiornato nel 2021 con DSG.n.208/2021, l'acquifero principale (o profondo) è ospitato nell'orizzonte sabbioso a più elevata permeabilità, ubicato alla base della successione alluvionale; la base di tale orizzonte, a livello regionale, si immerge da Nord, dove giace a pochi metri di profondità da p.c., verso Sud, dove può essere rilevato a 20-40 m da p.c.

L'analisi delle condizioni idrogeologiche locali nel sito ove sarà realizzato il progetto è stata condotta sulla base delle informazioni contenute nei documenti "Studio dell'idrogeologia e idrodinamica sotterranea dello Stabilimento Multisocietario di Gela" di ottobre 2009 e "Valutazioni sull'efficienza della barriera idraulica del sito Multisocietario di Gela (Dicembre 2014)" del dicembre 2014, elaborati dall'Università Sapienza di Roma per conto della Raffineria di Gela S.p.A.

La falda in corrispondenza dell'area onshore si mantiene sempre su valori di pochi metri s.l.m., corrispondenti a valori dal p.c. che oscillano tra 14 – 13 m da p.c., mentre per quanto riguarda l'area shore approach la stessa, data la vicinanza alla costa, risulta compresa tra valori pari a 1 – 2 m da p.c. corrispondenti a 0 m s.l.m.

Relativamente allo stato di contaminazione presente nelle acque di falda all'interno del Sito Multisocietario di Gela, nella documentazione trasmessa nel periodo 2010-2011 nell'ambito del procedimento VIA per il Progetto denominato Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea ed all'interno del documento "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016 viene presentato, anche facendo riferimento a studi sito-specifici condotti sull'area della Raffineria di Gela, un quadro preciso delle

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 40 di 86
--	------------------------	--	--------------------

condizioni delle acque di falda nell'area di progetto. Nello specifico, nel documento del 2016 vengono citate le indagini del 2014 che evidenziavano all'interno della Raffineria di Gela:

- assenza dei superamenti per i seguenti Metalli: Cadmio, Cobalto, Cromo Totale ed Esavalente, Mercurio, Piombo, Rame, Selenio e Zinco;
- puntuali superamenti per Antimonio, Nichel e, nella sola campagna di marzo-maggio 2014, per Alluminio;
- superamenti puntuali e discontinui per i parametri Fluoruri e Nitriti;
- una diffusa presenza dei parametri Solfati-Boro, presumibilmente connessi alla vicinanza del sito con il mare, Ferro e Manganese, variamente presenti sia nell'area dello stabilimento sia nella Piana di Gela;
- una presenza in diverse aree dello stabilimento del parametro Arsenico. Le concentrazioni rilevate risultano di poco superiori alle Concentrazioni Soglia di Contaminazione, ad eccezione di alcuni punti dove si rilevano concentrazioni maggiori.

I dati riportati nell'Annuario ARPA Sicilia 2018 (dati 2011 - 2017) mostrano un indice di qualità SCAS (Stato Chimico delle Acque Sotterranee) per la Piana di Gela "Scarso", in linea con le considerazioni riportate nello "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016.

Ad oggi risulta attivo un sistema di monitoraggio delle acque di falda che comprende la verifica e il campionamento di una serie di piezometri ubicati all'interno del Sito Multisocietario di Gela, nonché un sistema di barriera idraulica indipendente dal Progetto Cassiopea.

4.2.4 FLORA FAUNA ED ECOSISTEMI TERRESTRI

Il territorio di Gela presenta una diversità di ambienti in funzione dell'altitudine, e di conseguenza delle condizioni climatiche, delle caratteristiche del suolo, e in particolare dell'influsso antropico.

La vegetazione agricola è costituita in parte da specie erbacee sparse un po' in tutto il territorio e in parte da colture legnose (vigneti, uliveti, mandorleti, agrumeti, etc.) concentrate prevalentemente nella parte ad Est del territorio. La superficie non coltivata occupa circa il 12% del totale. Queste aree sono localizzate per lo più nelle zone marginali, in particolare alle quote più elevate (150-300 m s.l.m.), o relegate in zone con pendenze che superano solitamente il 30% circa.

La vegetazione boschiva e spontanea presente nel territorio viene classificata in boschi, boscaglie e, nella maggior parte degli stadi di degradazione, comprese sotto il termine di macchia e diverse formazioni erbacee xerofile ed eliofile; nei tratti ricadenti negli impluvi torrentizi, si evidenzia la presenza di popolamenti vegetali di tipo igrofilo.

Le formazioni boschive più stabili riferite al territorio nisseno nel suo insieme, sono riconducibili a tre: *oleo-ceratonion*, *quercion-ilicis*, *quercion-pubescenti-petratee*.

Gran parte del territorio comunale di Gela ricade nell'associazione *oleo-ceratonion*, mentre nella parte Nord-Est del territorio, a quote più elevate, troviamo l'associazione *quercion-ilicis*, rappresentata soprattutto da foreste sempreverdi di leccio e della sughera.

La vegetazione litorale è caratterizzata in prevalenza da due specie di *Tamerice*, la maggiore e la comune, che caratterizzano il paesaggio con fitti boschetti e dall'*Arundo* usata come barriera frangivento per proteggere dalla salsedine i vigneti e gli uliveti.

Nelle dune litoranee, nei cosiddetti "Macconi", si è insediata una vegetazione capace di vivere in condizioni ambientali difficili ossia: l'instabilità del substrato, la mancanza di elementi nutritivi, l'aridità e l'eccessivo drenaggio del suolo unitamente all'azione delle onde e del vento.

Da un punto di vista naturalistico il territorio comunale di Gela presenta una serie di ecosistemi diversificati e complessi, quasi sempre comunque residui di ambienti più vasti, integri e selvaggi.

La costa è caratterizzata da formazioni dunali, in parte consolidati, che si sviluppano parallelamente alla costa stessa da Scoglitti fino a Falconara. Le aree residue di questo ecosistema, segnate da

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 41 di 86
--	------------------------	--	--------------------

vegetazione alofila e psammofila, cioè tipica di terreni ricchi di sale e di litorali sabbiosi, si trovano ad occidente di Gela. In altre aree l'abusivismo edilizio ha devastato la fascia costiera, alterando in maniera irreversibile i caratteri naturali e paesaggistici del territorio.

Le aree di progetto (onshore e shore approach), come evidenziato nei precedenti paragrafi risultano ubicate all'interno di un contesto altamente urbanizzato e classificato come "area industriale".

L'area onshore risulta inoltre ubicata all'interno del perimetro dell'IBA 166 "Biviere e Piana di Gela" e distante circa 50 m dalla ZSC ITA050001 Biviere e Macconi di Gela. La ZSC comprende territori ricadenti nei comuni di Gela (90%) e di Acate nel ragusano (10%). Esso abbraccia il tratto costiero posto a Sud Est dell'abitato di Gela, la Piana dell'interno e l'area del Biviere e dei Macconi. Al suo interno contiene la Riserva Naturale Orientata del Biviere considerata uno dei biotopi di maggiore interesse del versante centro meridionale della Sicilia.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 42 di 86
--	------------------------	--	--------------------

5 PROGETTO DI DECOMMISSIONING

Il presente capitolo, così come richiesto dalla Prescrizione A.18, descrive le attività di dismissione proposte per il Progetto “Offshore Ibleo - Campi Gas Argo e Cassiopea”.

In generale le attività di dismissione saranno articolate in quattro fasi distinte:

- attività di verifica preliminare;
- attività di bonifica industriale;
- attività di smantellamento e demolizione delle opere presenti;
- attività di ripristino ambientale, per le quali si rimanda al Capitolo 6.

e riguarderanno tutte le opere offshore, shore approach e onshore, sulla base di:

- principi precauzionali indicati e descritti dalle principali linee guida nazionali e internazionali tra cui il *Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*, con particolare attenzione:
 - ai potenziali effetti indotti sulla qualità dell'acqua, sulle caratteristiche geologiche e idrografiche;
 - alla presenza di specifici habitat,
 - alla presenza di flora e fauna protette o comunque minacciata;
 - al rischio di potenziale inquinamento o contaminazione del sito da prodotti residui;
 - alle risorse ittiche locali.
- 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.

Nei successivi paragrafi sono descritte le attività di dismissione, precedute da apposite attività di verifica preliminare, previste per le aree offshore, shore approach e onshore.

Le operazioni di decommissioning di seguito indicate, partendo dalla volontà da parte di Enimed di dismettere tutte le componenti (impiantistiche, opere civili, ecc..) del progetto Cassiopea, si basano sulle assunzioni e sulle valutazioni riportate nei precedenti capitoli e nell'Allegato 1. In particolare, relativamente alla dismissione di tutte le strutture offshore interrate, allo stato attuale delle conoscenze non si prevede la loro dismissione; tuttavia, si ribadisce l'impegno da parte di Enimed di rivalutare a seguito dei risultati ottenuti delle indagini e dei test pilota proposti tale approccio, al fine di ripristinare lo stato ambientale pre-progetto.

Si precisa che tutte le quantità indicate negli interventi di dismissione sono stimate sulla base delle caratteristiche dimensionali del progetto in realizzazione, e delle metodiche di intervento oggi applicabili con le tecnologie disponibili. Eventuali modifiche saranno apportate, con un aggiornamento del presente documento, all'atto della chiusura degli impianti, sulla base delle evidenze ottenute dalle verifiche preliminari e sulla base delle tecnologie che saranno disponibili all'epoca.

Si dovrà quindi procedere ai seguenti step operativi:

- Predisposizione di un Piano di Indagine e di verifiche preliminari (da concordare con gli Enti Competenti);
- Esecuzione Indagini e verifiche preliminari;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 43 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- 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;
- attività di monitoraggio, eventuale bonifica e ripristino ambientale delle aree di progetto;
- predisposizione di un report finale al termine dei lavori.

In relazione a quanto sopra riportato Enimed si impegna fin da ora a integrare e migliorare il presente approccio attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili in vigore al momento dell'esecuzione delle attività dismissione, con lo scopo di tutelare e proteggere l'ambiente.

5.1 AREA OFFSHORE

Di seguito sono descritte le attività di verifica preliminare e di decommissioning previste per l'area offshore.

5.1.1 VERIFICHE PRELIMINARI

Gran parte delle strutture offshore (pipeline e condotte) risulteranno interrata; pertanto, ai fini di una corretta valutazione nella scelta delle migliori procedure di dismissioni risulta di particolare importanza la verifica dell'effettivo stato di interramento delle stesse.

Per tale motivo le attività di verifica preliminari comprenderanno:

- verifica dell'effettivo stato di interramento e dello stato qualitativo delle strutture sottomarine;
- caratterizzazione ambientale dell'area di interesse.

Con lo scopo di verificare lo stato delle strutture sottomarine in generale e verificare lo stato di insabbiamento delle condotte, di seguito si riportano le principali indagini che potrebbero essere svolte; a tal fine si ricorda che l'effettiva definizione delle stesse avverrà in accordo con gli Enti competenti, prima della esecuzione delle stesse:

- indagini geofisiche a comprendere:
 - Rilievi magnetometrici e Side Scan Sonar, con lo scopo di individuare le condotte sottomarine, ottenere rilievi morfometrici di ottima qualità e risoluzione delle aree interessate dal progetto, e valutare la presenza di biocenosi a elevato pregio ambientale, con particolare riferimento alle praterie di fanerogame, e a fornire una descrizione dettagliata della morfologia del fondale marino caratterizzante l'area di studio;
- indagini visive:
 - per mezzo di veicoli filoguidati a controllo remoto (ROV), da eseguirsi lungo tutte le strutture sottomarine. Nello specifico, tale rilievo permetterà una verifica dell'effettivo stato delle strutture presenti e di valutare con precisione lo stato qualitativo della biocenosi presente nell'area di interesse;
 - per mezzo di personali sommozzatori, soprattutto nei tratti costieri, si procederà a verifiche visive dell'effettivo stato di seppellimento della condotta anche attraverso

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 44 di 86
--	------------------------	--	--------------------

misure dirette dello spessore di sedimento. Inoltre, le verifiche permetteranno di verificare lo stato qualitativo della biocenosi presente nell'area di interesse.

- esecuzioni di test pilota, da concordare preventivamente con gli Enti competenti, da eseguirsi in corrispondenza del primo tratto di pipeline interrato prossimo alla trave tubo. Tali test comprenderanno analisi/indagini dirette atte a valutare l'effettivo stato qualitativo della condotta interrata e i potenziali impatti indotti da un'eventuale azione di rimozione della stessa (ad oggi lo studio degli impatti ambientali indotti conferma che abbandonare la pipeline bonificata sia la soluzione ambientalmente più sostenibile). Il tratto di pipeline indagato verrà definito in accordo con gli Enti, al momento si ipotizza che sia quello sotto costa in quanto presenta le maggiori sensibilità ambientali.

Come già indicato, le indagini sopra indicate verranno definite e concordate con gli Enti competenti, prima dell'avvio delle attività di dismissione, e saranno utilizzate per valutare ed eventualmente aggiornare l'approccio di intervento. A valle dell'esecuzione delle indagini sarà predisposto il Progetto di Dismissione, in cui sarà presentato l'approccio definitivo di intervento in ragione delle migliori tecnologie disponibili.

Per quanto riguarda le attività di caratterizzazione della porzione di area offshore, verrà eseguito un monitoraggio ambientale, in analogia a quanto eseguito nell'ambito del Piano di Monitoraggio definito in ottemperanza alla prescrizione A.10 (Allegato 1 del Dec. VIA/AIA 149/14).

Nello specifico si prevede di eseguire i monitoraggi seguendo il disegno di campionamento adottato nella Prescrizione A.10 Allegato 1 – Dec. VIA/AIA n.149/14, ottemperata con Determina Direttoriale n.1164 del 26-09-2022, e riportati in Figura 5-1.

Durante la survey, che verrà condotto prima delle attività di dismissione, si propone di effettuare il monitoraggio dei sedimenti marini così come riportato all'interno del Piano di Monitoraggio Ante-operam adottato nella Prescrizione A.10 e approvato da ISPRA.

Nello specifico si prevede il prelievo dei campioni tramite "box-corer" di acciaio inox di dimensioni idonee (es. 18x10x20cm, Specifica GEDA 2488). Per quanto riguarda il campionamento del sedimento in corrispondenza delle stazioni di Bianco si prevede di effettuare almeno n.3 repliche, delle quali n.2 verranno sottoposte alle indagini e n.1 rimarrà a disposizione per eventuali verifiche.

Le analisi chimico-fisiche saranno precedute da una corretta analisi macroscopica del campione in condizioni tal quali, finalizzata a determinare i seguenti parametri:

- Aspetto macroscopico (colore, odore, eventuale presenza di frammenti di conchiglie, concrezioni, presenza di strutture sedimentarie di varia natura, presenza eventuale dello strato ossidato, descrizione della tessitura, ecc.);
- pH;
- Potenziale redox (Eh);
- Temperatura;

Le suddette determinazioni dovranno essere effettuate a 2 ed 8 cm di profondità rispetto all'interfaccia acqua/sedimento. Successivamente, sulla parte superficiale di ciascun campione (i primi 2 cm dall'interfaccia acqua/sedimento) si dovrà procedere con la determinazione analitica dei seguenti parametri:

- Peso specifico.
- Umidità a 105°C.
- Carbonio organico (TOC).

- Metalli pesanti: Alluminio, Arsenico, Bario, Cadmio, Cromo tot, Ferro, Mercurio, Nichel, Piombo, Rame, Vanadio, Zinco.
- Idrocarburi leggeri (C<12) e pesanti (C>12), Idrocarburi alifatici totali, Idrocarburi Policiclici (BTEx, PAH, TPH e VOC) e Policiclobifenili (PCB).
- Batteri solfato-riduttori.
- Analisi microbiologiche (Coliformi totali, Coliformi fecali, Enterococchi - Streptococchi fecali e spore di clostridi solfito-riduttori).

Tale profondità di campionamento permetterà di indagare il livello (0-2 cm) maggiormente interessato dagli scambi tra acqua e sedimento, così come suggerito da ISPRA (Protocollo ISPRA 2021/3479 del 27/01/2021).

Tali indagini verranno concordate con gli Enti competenti precedentemente all'inizio delle attività di dismissione e qualora necessario / richiesto si procederà ad integrarle. Le indagini visive, inoltre, permetteranno di verificare la biocenosi presente e qualora necessario procedere al prelievo di appositi campioni per opportuna identificazione.

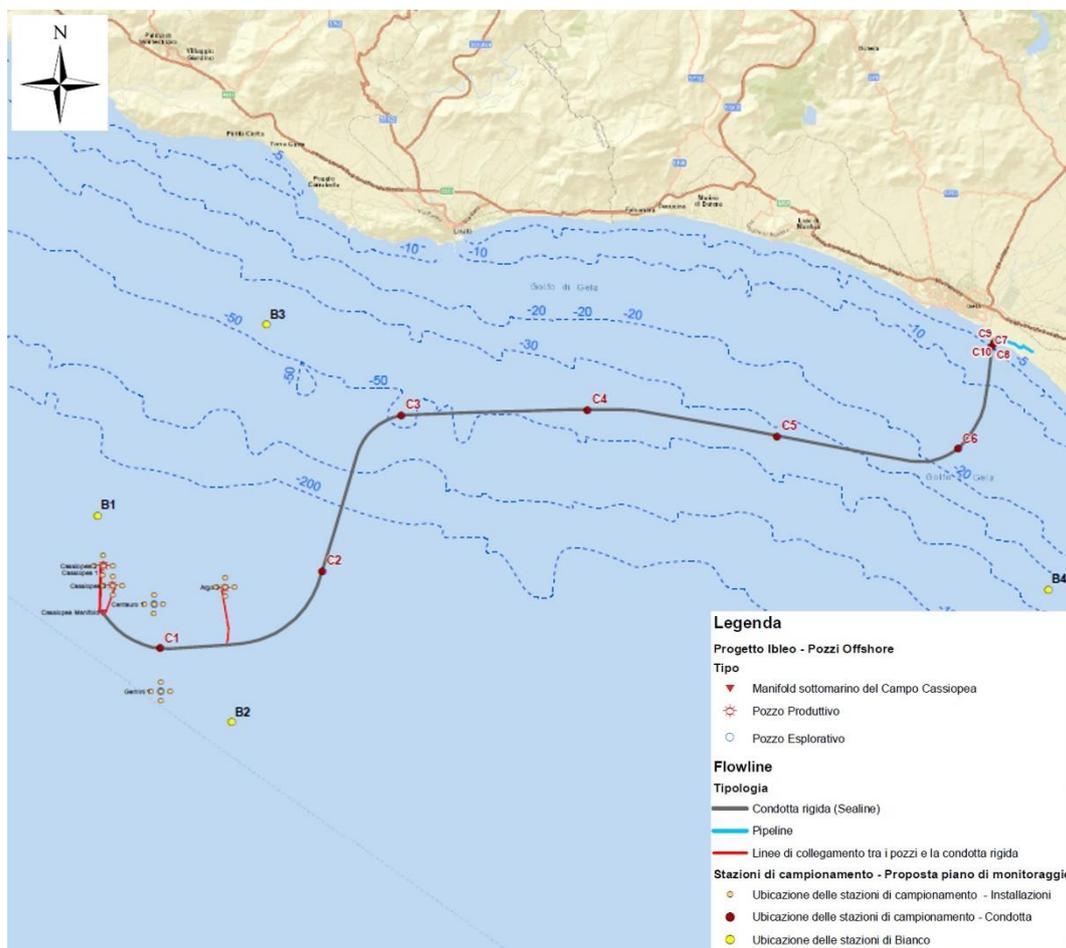


Figura 5-1: Area di indagine interessata dalla posa della pipeline, estratto tratto dal Piano di Monitoraggio Ante - Operam

5.1.2 ATTIVITÀ DI DISMISSIONE

Relativamente alle dismissioni della pipeline e delle linee sottomarine interrante, Enimed si impegna fin da ora alla dismissione delle stesse; tuttavia allo stato attuale delle conoscenze e delle valutazioni

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 46 di 86
--	------------------------	--	--------------------

riportate all'interno dell'Allegato 1 (Valutazione Comparativa Degli Impatti Ambientali E Socio-Economici Relativi Agli Scenari Di Dismissione Delle Condotte Interrate), e in accordo alle attuali linee guida internazionali tra cui *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) ed il fatto che la maggior parte delle strutture risulterà completamente ricoperta da sedimenti (tale assunto verrà verificata attraverso apposite verifiche preliminari come descritto nel precedente paragrafo), non si ravvisano particolari rischi legati all'abbandono delle installazioni sottomarine, previa bonifica e messa in sicurezza.

In ragione di quanto riportato, nel presente Progetto si propone di procedere con l'opzione di dismissione di seguito descritta. Ovviamente tale approccio sarà validato e/o aggiornato nel Progetto di Dismissione definitivo che sarà elaborato a valle delle verifiche preliminari.

Gli interventi di dismissione per le opere offshore consisteranno in:

- chiusura mineraria ed abbandono dei pozzi;
- operazioni di flussaggio delle condotte e degli ombelicali;
- sezione e rimozione di tutte le strutture non interrate a comprendere:
 - tutti i sistemi sottomarini (XT, Manifold, PLET, SDU, UTA, ILT, etc.) con l'esclusione delle teste pozzo;
 - i jumper e-i flying lead posizionati in alto fondale;
 - l'ombelicale principale di controllo (Ombelicale 1) relativamente al segmento non interrato di circa 40 m in prossimità della piattaforma Prezioso.

Relativamente alle strutture interrate:

- *gli ombelicali e le condotte flessibili non saranno rimossi perché interrati ad una profondità di 1 m con ricoprimento di almeno 0,4m;*
- *la condotta di trasporto gas diametro 14” verrà lasciata completamente in sito inclusa l'ultima sezione in prossimità del pontile perché affondata ad una profondità di 1m sotto il fondale e ricoperta per almeno 0,4m;*
- *l'ombelicale principale di controllo (Ombelicale 1) verrà lasciato in sito, ad eccezione di un segmento non interrato di circa 40 m in prossimità della piattaforma Prezioso, che verrà sezionato e rimosso.*

Le attività di dismissione verranno pianificate nel periodo dell'anno maggiormente favorevole alle operazioni marine, indicativamente tra i mesi di maggio e ottobre.

Di seguito si riportano maggiori dettagli riguardo la chiusura mineraria dei pozzi e le operazioni di suffluggio e bonifica delle condotte.

5.1.2.1 CHIUSURA MINERARIA E ABBANDONO DEI POZZI

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, si tagliano le colonne, si procede alla messa in sicurezza del pozzo e si smontano / rimuovono 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:

- Posizionamento dell'impianto di chiusura sopra il pozzo minerario,
- Discesa attrezzatura di sicurezza (BlowOut Preventer B.O.P) e risere connessione al pozzo di chiusura mineraria);
- Rimozione dei “tappi” presenti sul tubing hanger (crown plugs) tramite slickline e killaggio del pozzo.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 47 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- Taglio ed estrazione del completamento superiore mediante taglio meccanico
- Cementazione e sigillatura del pozzo minerario mediante:
 - Tappi di Cemento necessari ad isolare le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procederà con l'esecuzione dei tappi di cemento utilizzando una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spiazzamento si procederà all'estrazione dal pozzo della batteria di aste;
 - Squeeze di Cemento; tecnica che prevede iniezione di fluido in specifiche zone del pozzo. In generale gli squeeze di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "cement retainer" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente aperti tramite perforazioni del casing;
 - Bridge-Plug - Cement Retainer: i bridge plug (tappi ponte) sono tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del bridge plug sono i cunei, che servono per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna, e la gomma (packer), che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore.
 - Fluido di Perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fluido di perforazione a densità opportuna, in modo tale da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei bridge plug.
- Spiazzamento del pozzo e recupero del sistema BOP e riser.
- Recupero della croce di produzione

5.1.2.2 OPERAZIONI DI FLUSSAGGIO DELLE CONDOTTE E DEGLI OMBELICALI

Il sistema di collettamento offshore, costituito dalla condotta rigida da 14" di collegamento Manifold Cassiopea - approdo onshore, ombelicali di collegamento e flexible flowlines (per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo 3.1) verrà interessato dalle operazioni di dismissione di seguito riportate:

- Operazioni di flussaggio (cicli/loop di sufflaggio), necessarie alla rimozione di contaminanti di varia natura presenti all'interno di tubazioni e/o apparecchiature. Tale attività verrà svolta attraverso l'iniezione di apposito fluido veicolante tramite idonee pompe fino a realizzare condizioni tali da garantire il conseguimento di condizioni di flusso turbolento, idonee al trasporto dei contaminanti; nello specifico:
 - Il network sottomarino (condotte ed ombelicali) verrà interamente flussato fino al raggiungimento di una condizione ritenuta idonea per l'abbandono a fondo mare.
 - Le operazioni di flussaggio delle condotte collegate ai Pozzi sottomarini saranno eseguite dalla piattaforma Prezioso in accordo a dei loop di flussaggio (Figura 5-2).
 - Le operazioni di flussaggio della condotta rigida da 14" saranno invece eseguite con il supporto di Light Construction Vessel (LCV) collegato al Manifold Cassiopea mediante una manichetta flessibile.
 - I reflui delle operazioni di flussaggio delle condotte collegate ai Pozzi sottomarini Cassiopea 1, 2 e 3 saranno raccolti sul Light Construction Vessel attrezzato con serbatoi di stoccaggio dedicati e quindi conferiti a smaltimento autorizzato.
 - I reflui derivanti dalle operazioni di flussaggio della condotta di diametro 14" e del network sottomarino collegato al Pozzo Argo 2 saranno invece raccolti su una bettolina dedicata ormeggiata in prossimità del pontile e quindi conferiti a smaltimento autorizzato. Tale bettolina verrà collegata allo stacco del jumper di collegamento alla valvola SSIV attraverso una manichetta flessibile.
- Rimozione di tutte le strutture/linee non interrate e della sezione dell'ombelicale, installata in prossimità della piattaforma Prezioso in accordo alla seguente modalità operativa:

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 48 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- le attività di rimozione saranno effettuate attraverso il supporto del mezzo LCV già impiegato durante le operazioni di flussaggio;
- le attività sottomarine saranno eseguite attraverso il supporto di un ROV Working Class (WROW) senza l'impiego di sommozzatori;
- i materiali rimossi saranno raccolti e posizionati sul ponte del LCV, quindi trasportati a terra presso una banchina dedicata per le attività di demolizione e successivo conferimento rifiuti.

Tutte le attività sopra descritte saranno realizzate attraverso il supporto di idonei mezzi così come riportati nella seguente tabella.

Tabella 5-1: Mezzi marittimi a supporto delle attività Offshore

Unità	Natante	Caratteristiche
1	LCV (Light Construction Vessel)	Equipaggiato con gru di capacità minima 50t Equipaggiato con WROW Equipaggiato con attrezzature e strumenti specifici per le attività da eseguire Equipaggiato con tanks per raccolta reflui di bonifica
1	Bettolina raccolta reflui	Pescaggio limitato per permettere ormeggio in prossimità della banchina - Capacità di 20.000 m ³
1	Survey Vessel	Equipaggiato con ROV

La attività di dismissione sopra riportate prevedono che:

- le condotte e gli ombelicali siano depressurizzati prima dell'avvio delle operazioni di Decommissioning;
- tutte le operazioni di taglio delle condotte e degli ombelicali verranno effettuate a freddo;
- il quantitativo di reflui di flussaggio delle condotte è stato stimato pari a circa due volte il volume geometrico delle condotte da flussare;
- il sistema di pompaggio presente sulla piattaforma Prezioso si assume sia operativo e disponibile per le operazioni di flussaggio e bonifica. In caso contrario si utilizzerà un sistema di pompaggio temporaneo;
- la bettolina raccolta reflui, ormeggiata in prossimità del pontile, sarà adeguatamente attrezzata per raccogliere i reflui di bonifica provenienti dal flussaggio della condotta Offshore da 14";
- i reflui di bonifica saranno smaltiti in un impianto autorizzato e certificato per il trattamento dei reflui di bonifica;
- i materassi di protezione del tratto non interrato dell'ombelicale di controllo, siti nell'area della piattaforma Prezioso, verranno rimossi;
- la rimozione della valvola SSIV e della relativa struttura di collegamento alla struttura (ex trave tubo) lato pontile sarà effettuata durante fase di rimozione della trave tubo.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 50 di 86
--	------------------------	--	--------------------

A seguito delle verifiche visive, la porzione shore approach occupata dall'area trappola, sarà oggetto di indagini ambientali secondo le modalità già concordate e applicate con gli Enti di Controllo 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) (Paragrafo 4.2.2.2).

Le indagini interesseranno la matrice terreni, attraverso la realizzazione mediante sonda idraulica di n.3 carotaggi all'interno dell'area trappola (Figura 5-3), più ulteriori n.1 - 2 punti in prossimità di aree soggette potenzialmente a maggior impatto ambientale nel corso dei lavori di dismissione/demolizione. Il numero di sondaggi, così come la loro ubicazione verrà preventivamente concordata con gli Enti di controllo.

I sondaggi saranno approfonditi fino al raggiungimento della falda e durante le attività di campionamento alcune aliquote di terreno/sedimento (appartenenti a differenti livelli stratigrafici o con anomalie visive/evidenze organolettiche) saranno poste in sacchetti di plastica a tenuta per la misura semi-quantitativa dei composti organici volatili (COV), nello spazio di testa, tramite PID (Photoionisation Detector o fotoionizzatore portatile). Queste misure verranno effettuate al fine di fornire un'indicazione preliminare sull'eventuale presenza di composti organici volatili nel terreno/sedimento.

Per ogni punto di indagine verranno prelevati n.3 campioni rappresentativi dei seguenti intervalli stratigrafici:

- Superficiale (compreso tra 0-1 m da p.c.).
- Intermedio (ad una profondità media tra il campione superficiale e quello profondo).
- Profondo (in prossimità della frangia capillare).

Inoltre, in caso di evidenze organolettiche e/o visive di potenziali impatti, saranno prelevati ulteriori campioni.

Il terreno che verrà prelevato per essere sottoposto a tutte le altre determinazioni analitiche sarà riposto in appositi contenitori di plastica (o su teli di plastica) dove saranno effettuate, immediatamente dopo il prelievo, le seguenti operazioni:

- setacciatura per privare il materiale della frazione maggiore di 2 cm, come richiesto nell'Allegato 2 alla parte IV Titolo V del D.Lgs. 152/06;
- omogeneizzazione manuale e asportazione dei materiali estranei che possono alterare i risultati finali (tale l'operazione sarà espressamente indicata e descritta nel rapporto di campionamento);
- suddivisione del campione in più parti omogenee, adottando, laddove applicabile, metodi di quartatura conformi alle norme IRSA CNR Quaderno n° 64 del 1985.

Successivamente i campioni così prelevati, saranno introdotti in recipienti di vetro nuovi a chiusura ermetica; univocamente identificati per mezzo di un'etichetta.

I campioni saranno sottoposti al seguente protocollo analitico previsto in Tab.4.1 dell'Allegato 4 del D.P.R. 120/17, ovviamente tale set analitico sarà preventivamente concordato e confermato con gli Enti di controllo.

Le attività di confronto dei risultati verranno concordate con gli Enti di controllo, allo stato attuale delle conoscenze i risultati ottenuti saranno confrontati con le indagini pregresse eseguite in area trappola, con tutte le informazioni ambientali disponibili al momento delle attività di dismissione, e confrontati con le CSC di cui alla Tabella 1 colonna B, Allegato 5, alla parte Quarta del D.Lgs. 152/06 (terreni).

Qualora le risultanze dovessero evidenziare una contaminazione a carico dei terreni, Enimed si impegna fin da ora ad attivarsi, in fase di dismissione, nella bonifica dell'area impattata secondo le normative e le leggi in vigore.

Tabella 5-2: Set analitico previsto

Parametri	Unità di misura
Arsenico	mg/kg
Cadmio	mg/kg
Cobalto	mg/kg
Nichel	mg/kg
Piombo	mg/kg
Rame	mg/kg
Zinco	mg/kg
Mercurio	mg/kg
Idrocarburi C>12	mg/kg
Cromo totale	mg/kg
Cromo VI	mg/kg
Amianto	mg/kg
BTEX	mg/kg
IPA	mg/kg

Per quanto riguarda la matrice acque, le stesse risultano già impattate e soggette a monitoraggio periodici volti a verificare la qualità delle acque di falda all'interno del Sito di Interesse Nazionale, secondo protocolli ed in accordo con gli Enti competenti, tra cui 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, così da prevedere, in accordo con gli Enti di controllo, tempestivi interventi di messa in sicurezza e/o bonifica della matrice analizzata.

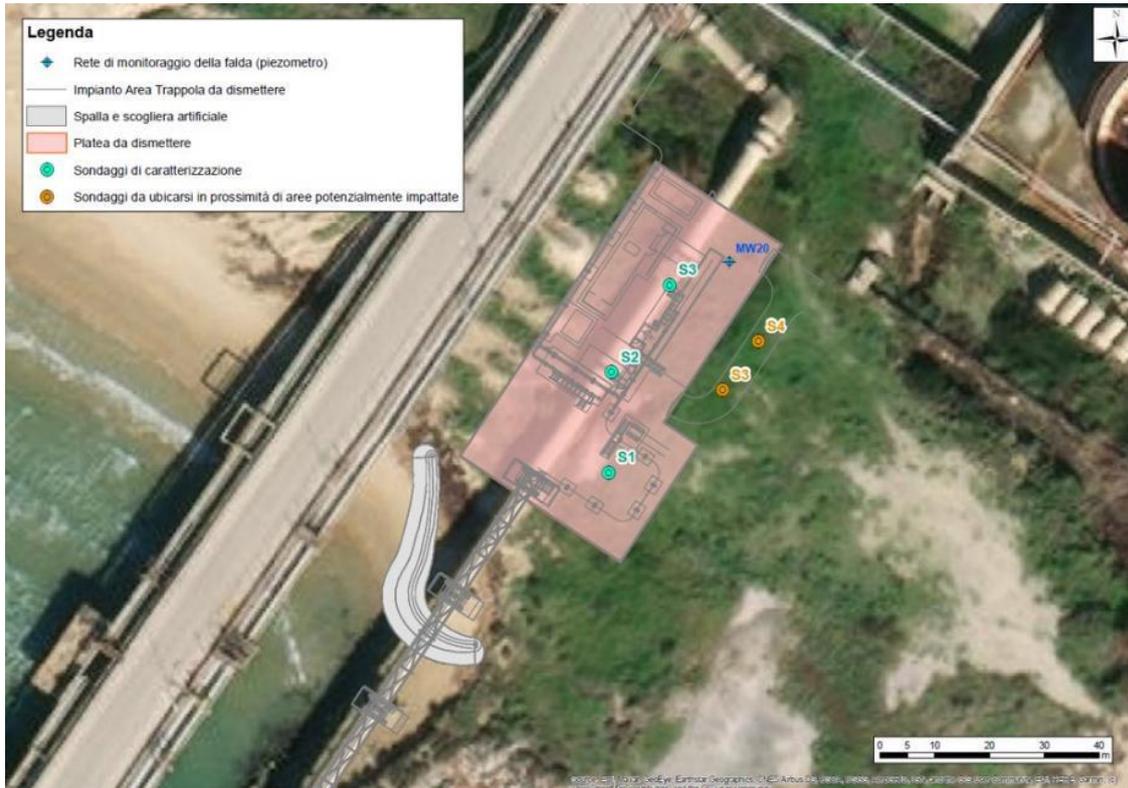


Figura 5-3: Possibile ubicazione dei punti di caratterizzazione ambientale in area trappola, pre-attività di dismissione

5.2.2 ATTIVITÀ DI DISMISSIONE

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 fondale sarà abbandonata in sito;
- la disinstallazione di tutta la strumentazione impiantistica;
- la rimozione delle strutture costituenti l'area trappola.

Le attività di rimozione della struttura in c.a. (oggi trave tubo) lato pontile utilizzata dal progetto Cassiopea saranno articolate in due fasi operative distinte. La prima fase (Fase N° 1) interesserà la gran parte del solo tratto offshore (dal pulvino 30 al pulvino 12) (Figura 5-4) e sarà effettuata mediante l'impiego di mezzi ed attrezzature dedicate; la seconda fase (Fase N° 2) interesserà invece sia la rimanente porzione offshore che la parte terminale corrispondente al tratto Onshore (dal pulvino 11 al pulvino 3) (Figura 5-4). A seguito della Fase N.2 si provvederà ad ultimare il decommissioning attraverso la dismissione delle strutture interrato e del basamento in cemento.

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.

Le attività propedeutiche alla dismissione consisteranno in:

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 53 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- lavori di ripristino strutturale e installazione di eventuali rinforzi;
- ispezione, applicazione rinforzi o installazione (se necessario) dei punti di sollevamento delle strutture da rimuovere;
- taglio o disconnessione di componenti minori e rimozione di eventuali ostacoli/ostruzioni;
- 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.

Nei successivi paragrafi è riportata una descrizione dettagliata delle attività previste per la rimozione della struttura in c.a. (oggi trave tubo) precedentemente indicate (Fase 1 e Fase 2), mentre gli interventi relativi alle attività di dismissione delle componenti impiantistiche e delle strutture costituenti l'area trappola consisteranno in:

- depressurizzazione e drenaggio delle tubazioni e apparecchiature presenti prima dell'avvio dei lavori di bonifica (maggiori dettagli sono riportati al Paragrafo 5.3.2);
- gestione dei reflui prodotti durante le operazioni di bonifica (maggiori dettagli sono riportati al Paragrafo 5.3.2);
- smantellamento delle apparecchiature, del piping e delle strutture di carpenteria metallica;
- dismissione delle opere civili, della pavimentazione e dei sottoservizi;
- i rifiuti generati saranno trasferiti in siti di trattamento e/o discarica autorizzati e adeguatamente attrezzati, in funzione delle specificità e delle caratteristiche dei materiali prodotti.

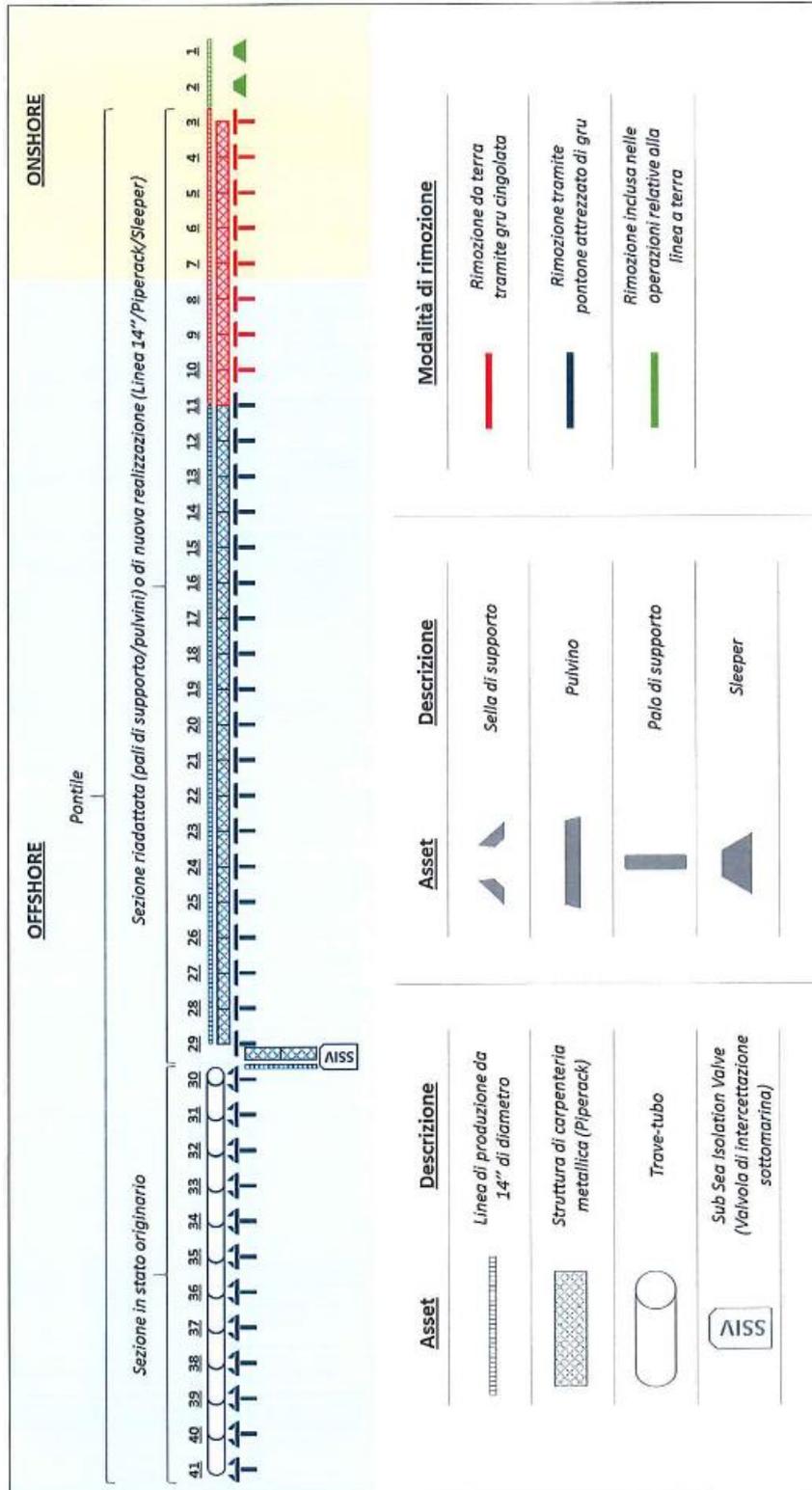


Figura 5-4: Rimozione dello shore approach

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 55 di 86
--	------------------------	--	--------------------

5.2.2.1 FASE 1

Tale fase includerà la rimozione degli elementi di seguito elencati:

- Pali e pulvini di supporto relativi alla sezione offshore della struttura lato pontile (oggi trave tubo);
- Selle di sostegno della “Trave tubo”;
- Porzione della condotta di produzione da 14”;
- struttura in carpenteria metallica (piperack);
- Struttura portante della valvola SSIV;
- Passerella di collegamento alla struttura pontile (oggi trave tubo);
- Spool di connessione alla condotta sottomarine da 14”;
- Materassi di protezione.

Le operazioni sottomarine saranno eseguite con mezzo di supporto attrezzato per attività in basso fondale; i mezzi navali necessari per lo svolgimento dei lavori saranno mobilitati da aree portuali situate in Adriatico e/o Tirreno.

Tutte le sezioni rimosse della struttura lato pontile (oggi trave tubo) saranno posizionate su apposite bettoline per il successivo trasporto e trasferimento presso banchina onshore, preliminarmente attrezzata per le attività di demolizione.

I pali di supporto della struttura lato pontile (oggi trave tubo) saranno sezionati mediante l'impiego di sistemi di taglio da installarsi attraverso il supporto di un pontone attrezzato di gru e l'intervento di sommozzatori.

Più in dettaglio, la sequenza delle principali attività incluse nella FASE 1 è la seguente:

- Disconnessione della tubazione e rimozione del piperack di collegamento alla struttura della SSIV;
- Rimozione di n° 9 materassi di protezione, disconnessione e rimozione Spool di collegamento tra la SSIV e la condotta da 14”;
- Taglio a fondo mare dei pali di ancoraggio della struttura SSIV e rimozione della stessa;
- Taglio e rimozione delle campate da 20 m di “Trave-tubo”;
- Taglio a fondo mare dei pali in cemento e rimozione dei pulvini completi di pali e selle in unico pezzo (19 pulvini totali in sequenza da rimuovere);
- Rimozione di 15 materassi e reinterro della condotta da 14” per un tratto di circa 60°m a circa 1,2°m di profondità dal fondo mare;
- Rimozione di eventuali detriti e sopralluogo finale.

Tutte le attività sopra descritte saranno realizzate attraverso il supporto di idonei mezzi così come riportati nella seguente tabella.

Tabella 5-3: Mezzi marittimi a supporto delle attività di rimozione dello shore approach Fase 1

Unità	Natante	Caratteristiche
1	Pontone (per lavori portuali)	Gru con portata nominale di 200t Quattro verricelli d'ormeggio laterali e relative ancore Pescaggio minimo di 1,5m Strumenti per il taglio a caldo Sistemi di taglio subacqueo a freddo con filo diamantato e relative parti di ricambio Attrezzature per i sollevamenti (braghe, maniglioni, bilancini, etc.) Ponteggi e squadre di lavoro specializzate
1	Rimorchiatore (per traino ed assistenza all'ormeggio del pontone)	Forza di tiro al verricello di 40t (Bollard Pull) Potenza di 2500-3000 HP
2	Rimorchiatore (per traino ed assistenza alle bettoline)	Forza di tiro al verricello di 40t (Bollard Pull) Potenza di 2500-3000 HP
1	Mezzo di supporto sommozzatori (per operazioni subacquee in basso fondale con limitato pescaggio)	Sistemi ed attrezzature ad aria compressa Camera iperbarica a due compartimenti per trattamenti terapeutici Squadre di sommozzatori qualificati Attrezzature per la sorbonatura Sistemi di accesso in acqua Attrezzature e strumenti specifici per le attività da eseguire
2	Bettoline (per carico e trasporto dei manufatti da rimuovere)	Dimensioni di 45m x 15m x 3m

5.2.2.2 FASE 2

Tale fase includerà la rimozione degli elementi di seguito elencati:

- Pali e pulvini di supporto relativi alla sezione terminale della struttura lato pontile (oggi trave tubo) di sostegno della tubazione 14", da pulvino 11 a pulvino 3;
- Sezione residuale del piperack relativa al tratto di struttura lato pontile (oggi trave tubo) interessato;
- Sezioni residuale della condotta di trasporto idrocarburi da 14".

Le sezioni della struttura lato pontile (oggi trave tubo) rimosse saranno trasportate presso un'area di demolizione dedicata, preventivamente allestita, mediante l'impiego di autoarticolati. Tale area, concluse le attività di demolizione, sarà oggetto anch'essa di dismissione.

Di seguito è elencata la sequenza delle principali attività incluse nella seconda fase operativa di rimozione della struttura lato pontile:

- Taglio e rimozione dei rimanenti spezzoni da 20 m di piperacks e della condotta di trasporto idrocarburi da 14";
- Taglio a fondo mare dei pali in cemento e rimozione dei pulvini completi di pali (8 pulvini totali in sequenza da rimuovere);

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 57 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- Rimozione di eventuali detriti e ispezione finale.

Tutte le attività sopra descritte saranno realizzate attraverso il supporto di idonei mezzi elencati nella seguente tabella.

Tabella 5-4: Mezzi marittimi a supporto delle attività di rimozione dello shore approach - Fase 2

Unità	Mezzo	Caratteristiche
1	Gru cingolata	Portata nominale di 300-400t dotata di braccio con lunghezza adeguata al sollevamento e movimentazione di carichi pesanti a notevole distanza
1	Sistema di taglio	Attrezzatura di taglio a freddo con cavo diamantato e relative parti di ricambio
2	Autoarticolati	Mezzo attrezzato con gru da 300-400t

5.3 AREA ONSHORE

Di seguito sono descritte le attività di verifica preliminare e di decommissioning previste per l'area onshore.

5.3.1 VERIFICHE PRELIMINARI

Relativamente all'area onshore le attività di verifica riguarderanno:

- verifica ispettiva e strutturale degli impianti e di tutte le opere civili;
- caratterizzazione ambientale dell'area di interesse.

Le attività di verifica verranno eseguite mediante indagini visive e per mezzo di apposita strumentazione (quali georadar, telecamere, ecc.), necessari a verificare e valutare l'integrità degli impianti e delle opere civili (intese come edifici, pavimentazione, fondazione e reti fognarie).

Relativamente alla presenza di strutture e reti interrato verrà realizzata un'apposita campagna di monitoraggio per mezzo di strumentazione quale georadar e telecamere in grado di verificare o meno l'integrità delle stesse.

Tale verifica permetterà di

- Individuare ed analizzare eventuali criticità statiche;
- Pianificare la corretta sequenza e le modalità operative più appropriate per lo svolgimento delle attività di demolizione soprattutto per le opere civili;
- Progettare le necessarie opere provvisorie da realizzare per l'esecuzione in sicurezza dei lavori (es. palancole, puntellature, tiranti, etc).
- Evidenziare eventuali criticità ambientali, che verranno approfondite per mezzo di apposita caratterizzazione ambientale di seguito descritta.

Le attività di caratterizzazione verranno eseguite con lo scopo di definire l'effettivo stato ambientale dell'area di interesse al termine delle attività produttive. Nello specifico si prevede la caratterizzazione: delle aree potenzialmente impattate dalle attività di produzione, delle aree non pavimentate, in prossimità di impianti, in aree potenzialmente impattate nel corso dei lavori di dismissione/demolizione (ad esempio area torcia) e nelle aree dove le verifiche ispettive preliminari hanno riscontrato potenziali criticità.

Le indagini interesseranno la matrice terreni, attraverso la realizzazione mediante sonda idraulica di indicativamente n.7 - 8 carotaggi disposti nell'intorno della area torcia e in prossimità delle aree

potenzialmente impattate nel corso dei lavori di dismissione. Il numero di sondaggi, così come la loro ubicazione sarà oggetto di verifica e in funzione delle evidenze emerse durante la vita di progetto e delle richieste degli Enti di controllo, tra cui ARPA Sicilia.

Per quanto riguarda il numero di campioni prelevati da ogni sondaggio e le procedure di prelievo applicate saranno le stesse descritte nel Paragrafo 5.2.1 (a cui si rimanda). I campioni saranno sottoposti al medesimo set analitico previsto per l'area trappola (Tabella 5-2), ovviamente tale set analitico sarà preventivamente concordato e confermato con gli Enti di controllo.

I risultati ottenuti saranno confrontati con le indagini pregresse eseguite nell'area di indagine e con tutte le informazioni ambientali disponibili al momento delle attività di dismissione. Qualora le risultanze dovessero evidenziare, secondo norma di legge, una contaminazione a carico dei terreni, Enimed si impegna fin da ora ad attivarsi, durante le attività di dismissione, nella bonifica dell'area impattata.

Per quanto riguarda la matrice acque (Paragrafo 4.2), le stesse risultano già impattate e soggette a monitoraggio periodici volti a verificare la qualità delle acque di falda all'interno del Sito di Interesse Nazionale, secondo protocolli ed in accordo con gli Enti competenti. 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, così da prevedere, in accordo con gli Enti di controllo, rapidi interventi di messa in sicurezza e/o bonifica.

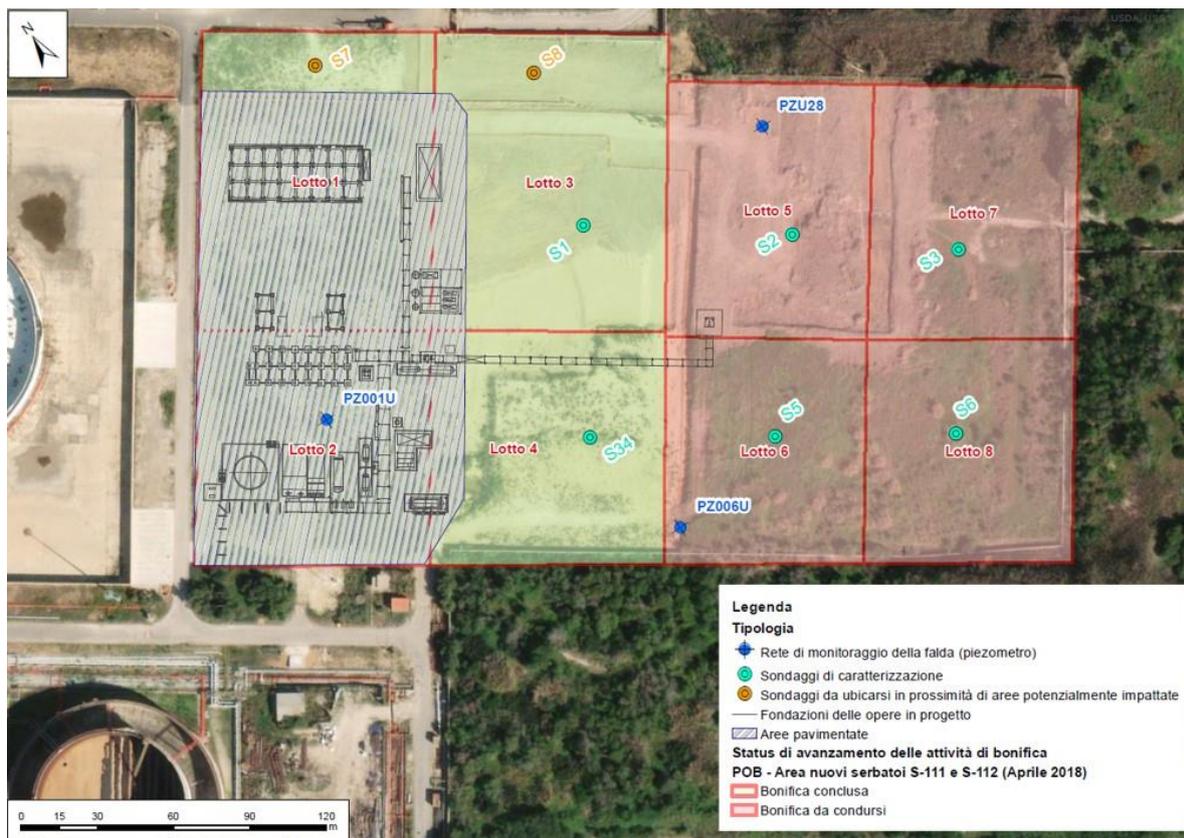


Figura 5-5: Possibile ubicazione dei punti di caratterizzazione ambientale in area impianto, post attività di dismissione

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 59 di 86
--	------------------------	--	--------------------

5.3.2 ATTIVITÀ DI DISMISSIONE

Per quanto riguarda le attività di dismissione dell'area impianto trattamento gas, esse verranno realizzate solo dopo il completamento della fase di cessazione della produzione dell'impianto ed una volta eseguite le attività di verifica preliminare descritte nel Paragrafo 5.3.1.

In generale gli interventi consisteranno in:

- depressurizzazione e drenaggio delle tubazioni e apparecchiature presenti all'interno dell'impianto, prima dell'avvio dei lavori di bonifica;
- gestione dei reflui prodotti durante le operazioni di bonifica;
- smantellamento delle apparecchiature dell'impianto, il piping e delle strutture di carpenteria metallica;
- smantellamento e rimozione della torcia e delle relative apparecchiature;
- dismissione delle opere civili fuori terra, della pavimentazione e dei sottoservizi;
- i rifiuti generati saranno trasferiti in siti di trattamento e/o discarica autorizzati e adeguatamente attrezzati, in funzione delle specificità e delle caratteristiche dei materiali prodotti.

Le attività inerenti alle componenti impiantistiche comprenderanno:

- la bonifica delle apparecchiature e del piping, che saranno eseguite fino al raggiungimento di condizioni "HC free", solo dopo:
 - aver previsto la predisposizione di teli impermeabili, materiali assorbenti e/o recipienti atti a contenere eventuali fuoriuscite accidentali di prodotto;
 - la verifica delle condizioni dei canali di raccolta delle acque di drenaggio al fine di scongiurare eventuali contaminazioni e danni ambientali;
 - lo smantellamento delle apparecchiature di processo e servizio di tutte le apparecchiature/tubazioni presenti in impianto e le strutture in carpenteria metallica situate sopra il piano campagna. Le attività comprenderanno la raccolta dei materiali smantellati, separati in materiali omogenei e preparati per il successivo trasporto presso il sito di discarica designati;
- lo smantellamento delle apparecchiature elettroniche/strumentazioni elettriche, che prevede la raccolta, separazione in sezioni omogenee secondo le disposizioni correnti in materia di gestione dei rifiuti e il trasporto;
- l'attività di bonifica e rimozione del tratto di condotta di interconnessione tra area trappola e impianto onshore. In generale (Figura 5-6):
 - i liquidi generati dalle attività di bonifica e flussaggio saranno raccolti e stoccati nella bettolina raccolta reflui ormeggiata in prossimità del pontile;
 - le attività di flussaggio saranno condotte attraverso un sistema di pompaggio ad hoc predisposto all'interno dell'Area Cassiopea.

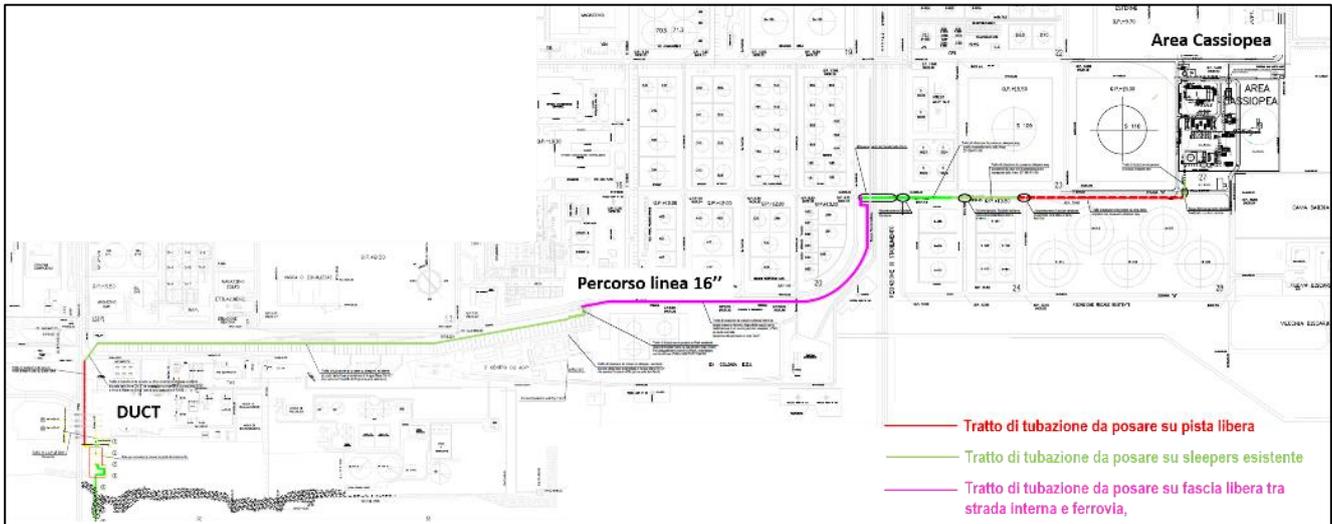


Figura 5-6: Schema di flussaggio della condotta onshore

Per quanto riguarda le opere civili (intese come edifici, pavimentazione e reti interrato) allo stato attuale delle conoscenze, si prevede la completa dismissione e demolizione degli stessi; tuttavia le attività di verifica preliminare previste a fine vita dell'impianto, e descritte al Paragrafo 5.3.1, permetteranno una maggior valutazione della loro integrità e, qualora la destinazione d'uso dell'area continui ad essere di tipo industriale / commerciale (come indicato al Paragrafo 4.2), potrà essere valutato il loro riutilizzo, in tal caso saranno definite in accordo con gli Enti opportune attività di compensazione (ad esempio rinaturazione di aree adiacenti pari equivalenti alle superfici interessate dalle strutture che saranno mantenute).

Le attività di demolizione delle opere civili verranno condotte in modo tale da minimizzare / eliminare potenziali impatti ambientali attraverso:

- il contenimento e l'abbattimento delle polveri;
- la minimizzazione dei flussi di materiali/rifiuti a/dal cantiere;
- la prevenzione della contaminazione del sottosuolo;
- il contenimento dell'impatto acustico;
- la limitazione delle vibrazioni indotte dai lavori.

Per la demolizione degli edifici civili oggetto di intervento, si procederà mediante l'utilizzo di escavatori di adeguata taglia, dotati di braccio avente lunghezza idonea in funzione dell'altezza delle strutture in elevazione e degli ingombri volumetrici. I bracci operativi saranno dotati di pinza per l'intervento su strutture latero-cementizie ed in cemento armato e di cesoia per le strutture in carpenteria metallica: combinando questi utensili, installabili sul medesimo mezzo operativo, è possibile ottimizzare la sequenza operativa di demolizione.

Le demolizioni saranno operate in sequenza tale da non rendere in nessuna fase labili o instabili le strutture residue. A tale scopo, la demolizione procederà nella direzione ortogonale alla orditura dei telai strutturali o dell'orditura dei solai, secondo la seguente sequenza operativa:

- demolizione della tamponatura di una facciata di testa;
- demolizione delle tamponature laterali che interessano al più due campate dell'edificio, aggredendo prima un lato e poi l'altro;
- demolizione della soletta/struttura di copertura, per una profondità consentita dal braccio della macchina;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 61 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- demolizione della trave di cordolo superiore/della capriata che collega due pilastri contrapposti;
- demolizione delle murature interne (ove presenti) con progressione dall'alto verso il basso e, scendendo, demolizione dei solai intermedi e relative strutture portanti;
- ripresa della demolizione delle strutture di copertura e di tutte le murature e solai interni, fino a liberare i pilastri di due campate;
- demolizione delle travi di cordolo laterali che uniscono i pilastri liberati;
- demolizione dei pilastri liberati;
- avanzamento della demolizione con ripetizione della sequenza per altre due campate successive e così via fino a completamento della demolizione.

Per la demolizione delle solette di fondazione ubicate entro la profondità di 1 m da p.c., si utilizzeranno appositi martelli demolitori montati su escavatori di idonee dimensioni. I detriti di risulta della demolizione degli edifici saranno raccolti a piè d'opera e selezionati/trattati come segue:

- i rottami metallici saranno soggetti ad operazioni di taglio finalizzate alla loro riduzione volumetrica, così da ottenere delle pezzature "pronto forno" idonee al recupero presso centri autorizzati esterni.
- il calcestruzzo, previa deferrizzazione, sarà frantumato e vagliato, così da ottenere del materiale inerte di pezzatura idonea al riempimento dei volumi interrati lasciati liberi dalle attività di demolizione; l'idoneità al recupero in sito dei materiali ottenuti sarà verificata sulla base dei requisiti ambientali previsti dalla normativa vigente.

La gestione dei rifiuti prodotti nell'ambito delle attività di demolizione convenzionale avverrà secondo le normative vigenti in materia di rifiuti speciali ed in conformità con le buone prassi e tecniche. Durante i lavori di demolizione degli edifici sarà prevista la produzione delle seguenti principali tipologie di rifiuti, che costituiranno circa il 98% dei quantitativi totali in peso:

- detriti di demolizione, costituiti da materiali latero-cementizi;
- rottami metallici a base ferrosa (rottami di acciaio, INOX);
- miscele bituminose.

Al termine delle operazioni di demolizione, saranno condotte verifiche analitiche circa la qualità dei terreni e ripristino ambientali, per maggiori dettagli si rimanda al successivo capitolo.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 62 di 86
--	------------------------	--	--------------------

6 Monitoraggio e ripristino ambientale

Conclusa la fase di dismissione, si procederà agli interventi di caratterizzazione e ripristino ambientale, comprendenti tutte le azioni volte a recuperare e preservare la funzione ecologica del sito riportandolo ad una condizione ambientale pre-progettuale.

Fatto salvo il futuro stato ambientale dei luoghi di intervento, le aree soggette potenzialmente a maggior impatto ambientale nel corso dei lavori di dismissione/demolizione potranno essere:

- aree di conferimento / stoccaggio dei rifiuti e prodotti generati durante le attività produttive e quelle di deposito e lavorazione dei rifiuti/detriti generati dalla dismissione/demolizione;
- aree per lo stoccaggio dei rifiuti pericolosi e non pericolosi;
- aree delle vasche di accumulo e aree cordolate di sversamenti accidentali e reflui.

Per tale motivo, una volta concluse le attività di dismissione si provvederà a:

- asportare e pulire tutte le attrezzature dei magazzini di stoccaggio e dei macchinari utilizzati per l'attività;
- raccogliere eventuali sfridi non recuperabili durante la dismissione, principalmente di plastica, vetro e metallo attraverso una pulizia meccanica della superficie;
- smaltire i rifiuti presenti e i rifiuti prodotti dalla pulizia meccanica superficiale; controllare visivamente le aree per l'eventuale individuazione di zone critiche (ad es. aree contaminate da olio macchina accidentalmente sversato);
- caratterizzare il sottosuolo delle aree onshore non pavimentate potenzialmente soggette a maggior impatto ambientale;
- ripristinare ambientalmente le aree di interesse (offshore, shore approach e onshore).

Nello specifico le attività di caratterizzazione ambientale permetteranno di:

- definire lo stato ecologico ambientale alla fine dei lavori di dismissione;
- escludere o evidenziare la presenza di un possibile stato di contaminazione;
- effettuare un confronto pre e post demolizione riguardo la qualità del sottosuolo.

Le indagini di caratterizzazione ambientale saranno eseguite in conformità ai requisiti vigenti al momento dell'attività in materia di indagine ambientale e confrontate con le indagini preliminari descritte nei Paragrafi 5.1.1, 5.2.1 e 5.3.1.

Le tecnologie di indagine e prelievo saranno conformi agli standard tecnici disponibili al momento dell'indagine stessa e potranno subire variazioni in funzione delle eventuali esigenze dettate dagli Enti di Controllo.

I set analitici riportati costituiscono proposta degli analiti da ricercare, in quanto gli stessi potranno essere integrati in funzione di eventuali richieste da parte degli Enti di Controllo, della vita del progetto stesso e delle attività industriali presenti nell'intorno.

Qualora le indagini ambientali post dismissione dovessero evidenziare la presenza di uno stato di potenziale contaminazione o di contaminazione, si procederà a identificare la sorgente (interna e/o esterna all'area di progetto) e a definire in accordo con gli Enti competenti le attività di bonifica dell'area impattata, prediligendo tecnologie in-situ, qualora compatibili con lo sviluppo dell'area stessa.

Enimed si impegna fin da ora qualora dovesse essere evidenziato uno stato di contaminazione causato dalle proprie attività ad intervenire nel minor tempo possibile, attraverso le migliori tecnologie disponibili.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 63 di 86
--	------------------------	--	--------------------

6.1 AREA OFFSHORE

Per quanto riguarda l'area offshore, si prevede la dismissione di tutte le strutture con la sola esclusione delle condotte interrato; le quali come descritto nel Paragrafo 5.1 saranno oggetto di approfondite indagini preliminari atte a verificare l'effettivo stato di seppellimento delle stesse e definire la necessità o meno di procedere ad una loro dismissione, in linea con quanto previsto e indicato dalle linee 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 verifiche preliminari (Paragrafo 5.1.1) permetteranno non solo di verificare lo stato di seppellimento delle strutture marine interrato ma anche di verificare lo stato delle strutture presenti e di valutare lo stato qualitativo della biocenosi presente nell'area di interesse.

Per quanto riguarda le attività di caratterizzazione post dismissione, si propone di applicare lo stesso protocollo di monitoraggio previsto dalla Prescrizione A.10 Allegato 1 – Dec. VIA/AIA n.149/14 (ottemperata con Determina Direttoriale n.1164 del 26-09-2022), a comprendere:

- Indagine chimico-fisica e microbiologica della colonna d'acqua e dei sedimenti.
- Saggi ecotossicologici sui sedimenti.
- Indagini su flora e fauna bentonica.
- Indagini sul popolamento ittico.

I risultati così ottenuti saranno confrontati con tutte le risultanze pregresse e con i monitoraggi ante-operam, in maniera da definire lo stato ambientale delle aree di progetto e identificare le misure di ripristino più adeguate.

Enimed si impegna fin da ora a concordare e valutare in accordo con gli Enti competenti le misure di ripristino ambientale più efficienti; particolare attenzione verrà data:

- al ripristino degli ecosistemi marini attraverso, a titolo esemplificativo, l'applicazione di progetti di ripristino delle fanerogame marine riconducibili alla *Cymodocea nodosa*, la cui presenza è stata rilevata in parte dell'area di progetto (4.1).
- alla salvaguardia e recupero degli eventuali accrescimenti marini laddove presenti sulle strutture.

6.2 AREA SHORE APPROACH

Per quanto concerne lo shore approach, terminata la fase di dismissione, in analogia con le attività di caratterizzazione ambientale proposte e descritte nel Paragrafo 5.2.1, si procederà ad una campagna di monitoraggio ambientale con lo scopo di caratterizzare i terreni da un punto di vista chimico, attraverso il prelievo di campioni di suolo e relativa analisi, per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo 5.2.1

Una volta esclusa la presenza di contaminazioni si procederà alle attività di ripristino ambientale dell'area.

Sotto l'aspetto pedologico il sito di progetto è da inquadrare nell'ambito dei paesaggi dunali che Fierotti classifica come "Dunelands-Typic Xeropsammets", costituiti da sabbie fini e quarzose, il più delle volte consolidate tramite rimboschimenti o specie vegetali di macchia.

Circa le condizioni climatiche quello che più influisce sulla riuscita dell'intervento di ripristino è il regime termo-pluviometrico, nell'ambito della classificazione climatica assegnata alla stazione di Gela

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 64 di 86
--	------------------------	--	--------------------

secondo Thornthwaite. La classificazione inserisce la zona nel clima sub-arido mesotermico, caratterizzato da forte deficit idrico estivo e invernale ed una bassa efficienza termica estiva.

Da un punto di vista territoriale l'area di intervento si inserisce in un contesto ecologicamente molto trasformato, in cui gli attuali usi del suolo hanno determinato una seria compromissione degli habitat naturali presenti in origine. Come indicato nel Paragrafo 4.2 e come mostrato in Figura 4-6 l'area trappola risulterà infatti ubicata su di un terrapieno di origine antropico a ridosso di una serie di strutture (pontile) a supporto del Sito Multisocietario di Gela.

Per tale motivo, le attività di ripristino di seguito proposte, che mirano ad un recupero ambientale totale dell'area, dovranno essere oggetto di verifica rispetto alla futura destinazione d'uso dell'area.

I potenziali interventi finalizzati alla riqualificazione dell'ambiente dunale, in cui l'area shore approach si colloca (Paragrafo 4.2), non potranno prescindere dalla pulizia dell'area da eventuali rifiuti portati dalle mareggiate e dalla successiva eliminazione completa della vegetazione infestante; a valle di ciò si potrà procedere con attività mirate al ripristinare il profilo del terreno e piantumazione.

L'intervento di pulizia e rimozione delle specie infestanti potrà essere effettuato tramite decespugliamento e scasso meccanico al fine di eliminare tutta la vegetazione arborea infestante; mentre nel tratto più prossimo alla costa, si procederà con un intervento più selettivo, in modo da mantenere tutte le specie autoctone reintrodotte e rinaturalizzate, sempre eradicando le ceppaie. La tipologia più opportuna verrà definita di volta in volta anche in funzione della sensibilità dell'ambiente dunale di riferimento.

Ai fini di ricreare una sequenza il più possibile simile alla sequenza originaria delle associazioni vegetazionali di riferimento, si ritiene fondamentale una progettazione che preveda unicamente l'utilizzo di specie autoctone, preferibilmente prodotte in sito da vivaio locale, eventualmente previo approvvigionamento di piante madri e raccolta di materiale di propagazione.

Gli impianti dovranno prevedere la messa a dimora sia di piante strutturanti arboree – arbustive (laddove presenti nelle associazioni di riferimento), sia di piante erbacee, eventualmente riprodotte da seme, oltre a distribuzione diretta di seme raccolto in sito.

La messa a dimora delle "specie base" dovrà avvenire senza seguire uno schema troppo rigido, in modo da consentire la loro diffusione anche nelle aree e habitat attigui.

Tale base verrà integrata con altre specie autoctone messe a dimora come giovani piantine o riprodotte da talea o da seme raccolto in sito.

Visto l'impiego esclusivo di specie rare della flora autoctona, il progetto potrà essere implementato prevedendo la raccolta in sito del materiale di propagazione, sotto forma di semi, talee e propaguli di piante madri, laddove non fossero già disponibili adeguate banche semi locali. Qualora si debba procedere con la raccolta di materiale in sito, attività che necessita di tempi lunghi e stagioni differenziate, verrà definito apposito cronoprogramma delle attività di raccolta, tempi di coltivazione e successivo impianto. La raccolta, infine, potrà essere effettuata col supporto del personale autorizzato dall'Ispettorato Forestale, in collaborazione con il quale verranno riprodotte tutte le specie perenni, fino ad ottenere giovani piantine da trapiantare. La coltivazione verrà effettuata da vivai autorizzati.

Le specie erbacee annuali potranno essere messe a dimora sotto forma di semina diretta, mentre le specie arbustive – arboree di facile reperibilità potranno essere approvvigionate anche presso vivai locali, previa verifica dell'origine e modalità di coltivazione.

Gli schemi di intervento saranno finalizzati a favorire lo sviluppo naturale nella distribuzione della vegetazione, creando un'alternanza di radure e aree vegetate, al fine di incentivare la biodiversità.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 65 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Relativamente alle specie arboree e arbustive messe a dimora in gruppi, daranno luogo a veri e propri nuclei di propagazione, accelerando i dinamismi naturali e lasciando ampio spazio al rinnovo naturale nelle aree esistenti in un processo di omogeneizzazione nel e del contesto circostante.

Le modalità di impianto della vegetazione terranno in considerazione come la vegetazione naturale, nei tratti dunali indisturbati, si organizzino per isole su una matrice erbacea di fondo diradata, a tratti fitta e a tratti meno densa, con ampi spazi aperti liberi da vegetazione.

Sulla base di tale schema la reintroduzione della vegetazione potrà essere progettata per isole, riproducendo un impianto il più possibile naturale già dai primi momenti della messa a dimora, preservando la sequenza originaria individuata per fasce omogenee parallele alla costa.

Ai fini della definizione degli impianti potrà essere presa in considerazione una tecnica di messa a dimora mista, considerando, da un lato, la semina diretta, e dall'altro l'utilizzo di giovani piante coltivate in vaso.

Per ogni impianto saranno definite le dimensioni, la forma (da adattarsi alla morfologia del sito), l'eventuale commistione tra specie arbustive ed arboree anziché erbacee ed erbacee annuali, il numero di specie messe a dimora, le modalità di messa a dimora e la distanza media tra impianti (della stessa struttura e di strutture diverse).

Sulla base delle forme biologiche delle specie di progetto e in riferimento alla reperibilità sul mercato, sono individuabili diverse tipologie di approvvigionamento, quali, a titolo esemplificativo le seguenti.

Piante erbacee annuali

Le piante erbacee annue possono essere messe a dimora tramite semina diretta, previa raccolta semi o propaguli da parte di operatore autorizzato. Di seguito si elencano le piante.

*Brassica toumefortii**

Emicriptofita biennale, riproducibile per seme da interrare direttamente in sito.

Cutandia divaricata

Terofita scaposa annuale, riproducibile per seme da interrare direttamente in sito.

Hormuzakia aggregata

Pianta erbacea annua (terofita scaposa) riproducibile per seme da raccogliere e distribuire direttamente in sito.

Senecio glaucus coronopifolius

Pianta erbacea annuale da riprodurre per seme raccolto da selvatico e distribuito direttamente sul sito di progetto.

Seseli tortuosum subsp. maritimum

Pianta erbacea annua da riprodurre per seme raccolto da selvatico e distribuito nel sito di progetto.

Piante erbacee perenni riprodotte da seme o talea e messe a dimora come giovani piante coltivate in vaso

Si tratta di piante perenni difficili da trovare in commercio, per cui operatori specializzati, autorizzati alla raccolta, dovranno prelevarle in natura sottoforma di talee o seme e riprodurre in vivaio, coltivandole in vasetti fino ad avvenuto affrancamento.

Successivamente la pianta in vaso così riprodotta verrà messa a dimora in sito secondo le indicazioni progettuali.

Qualora sussistano difficoltà oggettive di reperimento o insorgano problemi di moltiplicazione a causa di limitata germinabilità, verranno presi accordi con il vivaio e l'ente autorizzato alla raccolta per sostituire alcune specie o trovare una forma diversa di impianto, secondo le impostazioni impartite dalla Direzione Lavori.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 66 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Euphorbia dendroides

Pianta erbacea semi legnosa perenne, riproducibile per seme da raccogliere da selvatico.

Crucianella maritima

Camefita sufruticosa riproducibile per talea da raccogliere da selvatico.

Helichrysum stoechas

Pianta erbacea perenne da prelevare in loco e riprodurre in vaso da talea.

*Ononis natrix subsp. ramosissima**

Pianta erbacea perennante emicriptofita cespitosa da riprodurre previa raccolta in sito, da coltivare in vaso.

Piante arbustive-arboree o semilegnose o reperibili in commercio

Asparagus stipularis (asparago spinoso)

Pianta perenne legnosa, può essere riprodotta per via vegetativa; rinvenibile anche presso vivai specializzati.

Ephedra fragilis

Arbusto perenne legnoso riproducibile per via vegetativa da talee prelevate nella stagione estiva. Rinvenibile anche presso vivai specializzati.

Juniperus macrocarpa

Arbusto perenne riproducibile da talea o da seme, rinvenibile anche presso vivai specializzati.

Lycium intricatum

Pianta arbustiva legnosa coltivata in vaso e rintracciabile presso vivai specializzati.

Phillyrea angustifolia

Pianta arbustiva legnosa coltivata in vaso e rintracciabile presso vivai specializzati.

Pistacia lentiscus

Pianta arbustiva legnosa coltivata in vaso e rintracciabile presso vivai specializzati.

Quercus calliprinus

Pianta arborea legnosa coltivata in vaso e rintracciabile presso vivai specializzati.

Rhamnus alaternus

Pianta arbustiva legnosa coltivata in vaso e rintracciabile presso vivai specializzati.

Retama gussonei

Pianta arbustiva legnosa coltivata in vaso e rintracciabile presso vivai specializzati.

Pancratium maritimum

Pianta bulbosa rintracciabile in vivai specializzati. Circa le modalità di prelievo da selvatico, la stagione migliore per effettuare la raccolta, le modalità di trattamento del seme o del materiale di propagazione, verranno affidate al vivaio forestale autorizzato, che opererà in autonomia in collaborazione con la ditta selezionata, al fine di programmare le lavorazioni e la realizzazione degli impianti compatibilmente con le scadenze contrattuali e con il cronoprogramma di progetto.

Ai fini di aumentare le probabilità di riuscita delle attività di ripristino, sia in termini di singolo esemplare che di funzionalità delle cenosi di riferimento, può risultare utile prevedere un piano colturale e di sostituzione delle fallanze dei rimboschimenti. Tra le attività da prevedersi, le seguenti rappresentano una indicazione potenziale di massima:

- zappettatura del terreno intorno alle piantine;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 67 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- eliminazione dei ricacci delle infestanti tramite impiego di diserbo chimico o meccanico;
- potatura delle piantine al fine di eliminare o correggere eventuali danni o anche di rimonda dei rami secchi;
- concimazione;
- sistemazione dei tutori e delle protezioni individuali;
- eventuale irrigazione di soccorso, per aree particolari e al verificarsi di stagioni particolarmente siccitose.

La pianificazione degli interventi per l'esecuzione delle cure colturali prenderà in considerazione l'andamento climatico dell'area in cui si opera, le esigenze della vegetazione presente e la possibilità che si verifichino eventi non previsti o difficilmente prevedibili. Tra le attività di manutenzione dovrà esser previsto, inoltre, il ripristino delle fallanze, con la sostituzione delle piante non attecchite.

Ai fini della verifica dell'efficacia del ripristino definito in fase di progettazione, si ritiene utile la definizione di un appropriato monitoraggio che permetta di valutare successi e scostamenti nel consolidamento degli habitat ripristinati.

La durata complessiva dei monitoraggi coinciderà con la durata delle cure colturali, mentre la frequenza dovrà tenere in considerazione il periodo di maggior evidenza dei risultati e riconoscibilità delle piante messe a dimora.

6.3 AREA ONSHORE

Per quanto concerne le aree onshore, le attività di dismissione prevederanno la dismissione di tutti gli impianti così come descritto nel precedente capitolo.

Per quanto riguarda le opere civili (intese come edifici, pavimentazione e reti interrato) allo stato attuale delle conoscenze, si prevede la completa dismissione e demolizione degli stessi; tuttavia le attività di verifica preliminare previste a fine vita dell'impianto, e descritte al Paragrafo 5.3.1, permetteranno una maggior valutazione della loro integrità e, qualora la destinazione d'uso dell'area continui ad essere di tipo industriale / commerciale (come indicato al Paragrafo 4.2), potrà essere valutato il loro riutilizzo. In tal caso saranno definite in accordo con gli Enti opportune attività di compensazione (ad esempio rinaturazione di aree adiacenti pari equivalenti alle superfici interessate dalle strutture che saranno mantenute).

Al termine delle attività di demolizione e dismissione si provvederà a caratterizzare l'area di interesse in analogia con le attività di caratterizzazione ambientale proposte e descritte nel Paragrafo 5.3.1.

Si prevede la caratterizzazione delle aree non pavimentate o soggette potenzialmente ad impatto ambientale nel corso dei lavori di dismissione/demolizione (ad esempio area torcia) così come indicato in Paragrafo 5.3.1. Così come per l'area trappola le indagini interesseranno la matrice terreni, attraverso la realizzazione mediante sonda idraulica di indicativamente n.7-8 carotaggi disposti nell'intorno della area torcia e in prossimità delle aree potenzialmente impattate nel corso dei lavori di dismissione. Il numero di sondaggi, così come la loro ubicazione potrà ovviamente variare in funzione delle evidenze, e delle future richieste degli Enti di controllo.

Per quanto riguarda il numero di campioni prelevati da ogni sondaggio e le procedure di prelievo applicate saranno le stesse descritte nel Paragrafo 5.3.1 (a cui si rimanda). I campioni saranno sottoposti al medesimo set analitico previsto per l'area trappola (Tabella 5-2).

I risultati ottenuti saranno confrontati con le indagini pregresse eseguite nell'area di indagine e con tutte le informazioni ambientali disponibili al momento delle attività di dismissione.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 68 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Una volta terminate le attività di monitoraggio e appurata l'assenza di contaminazione si procederà ad eseguire il ripristino ambientale dell'area interessata dal progetto.

In analogia al progetto approvato e riportato all'interno dei documenti: *Inserimento paesaggistico di aree verdi in Ottemperanza alla Prescrizione A.15 e C.2 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14 e Nota integrativa al documento "Inserimento paesaggistico di aree verdi in Ottemperanza alla Prescrizione C.2 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14"*; e in virtù del fatto che l'area onshore risulta inoltre ubicata all'interno del perimetro dell'IBA 166 "Biviere e Piana di Gela" e distante circa 50 m dalla ZSC ITA050001 Biviere e Macconi di Gela (Paragrafo 4.2.4) si prevederà la piantumazione di apposite essenze vegetali con l'obiettivo di:

- ripristinare l'ambiente naturale;
- migliorare il contesto ambientale, creando superfici che si integrino con lo spazio circostante e permettendo, per quanto limitato all'interno di un contesto ampiamente industrializzato, una interconnessione per l'avifauna con le aree protette sopra citate in un'ottica di riqualificazione dell'area industriale.

Nello specifico, il progetto di piantumazione, in analogia con il progetto previsto dalla prescrizione C.2 approvato potrà prevedere:

- Attività preparatorie:
 - L'intervento di pulizia e rimozione delle specie infestanti.
 - Scasso del terreno, a mano o attraverso l'utilizzo di mezzo meccanico, così da creare uno scavo sufficientemente ampio da poter ospitare ciascun individuo vegetale identificato.
 - Eliminazione di eventuali pietre (spietramento) o agglomerati terrosi che con la loro massa potrebbero ostacolare la buona deposizione delle piante nel terreno.
 - Sistemazione di uno strato drenante alla base dello scasso precedentemente realizzato per ospitare le piante; tale strato drenante potrà essere composto da sabbia.
- Piantumazione:
 - Concimazione di fondo, da prevedere in fase di piantumazione così da permettere alle specie vegetali di attecchire meglio.
 - Messa a dimora delle piante.
 - Chiusura dello scavo attraverso riutilizzo del terreno precedentemente scavato.

Ai fini di ricreare una sequenza il più possibile simile alla sequenza originaria delle associazioni vegetazionali di riferimento, si ritiene fondamentale una progettazione che preveda unicamente l'utilizzo di specie autoctone, preferibilmente prodotte in sito da vivaio locale, eventualmente previo approvvigionamento di piante madri e raccolta di materiale di propagazione.

Gli impianti dovranno prevedere la messa a dimora sia di piante strutturanti arboree – arbustive (laddove presenti nelle associazioni di riferimento), sia di piante erbacee, eventualmente riprodotte da seme, oltre a distribuzione diretta di seme raccolto in sito.

La messa a dimora delle "specie base" dovrà avvenire senza seguire uno schema troppo rigido, in modo da consentire la loro diffusione anche nelle aree e habitat attigui.

Ai fini di ricreare una sequenza il più possibile simile alla sequenza originaria delle associazioni vegetazionali di riferimento, si ritiene fondamentale una progettazione che preveda unicamente

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 69 di 86
--	------------------------	--	--------------------

l'utilizzo di specie autoctone, preferibilmente prodotte in sito da vivaio locale, eventualmente previo approvvigionamento di piante madri e raccolta di materiale di propagazione.

In funzione di quanto sopra riportato la scelta delle essenze vegetali verrà effettuata utilizzando specie:

- autoctone e presenti nelle aree protette limitrofe;
- in grado di sopravvivere senza manutenzione e irrigazione;
- già utilizzate ed approvate in recenti progetti di riconversione industriale di aree dismesse della Raffineria di Gela (progetto "Waste to fuel - Modifiche impianto microalghe per conversione a FORSU").

In base agli elementi sopra elencati, di seguito si riporta un elenco di specie che potranno essere utilizzate per il rimboschimento dell'area:

- il corbezzolo o "albatro" (*Arbutus unedo*), presente all'interno dell'area protetta ZPS ITA050012, negli Habitat identificati dalla Direttiva in: 9330/9340 Foreste di *Quercus suber/ilex/rotundilofia* e 2270* Dune con foreste di *Pinus pinea*;
- il pino d'Aleppo (*Pinus halepensis*), presente all'interno dell'area protetta ZPS ITA050012, negli Habitat identificati dalla Direttiva in: 5330 Arbusti termo-mediterranei e predesertici e 2270* Dune con foreste di *Pinus pinea*;
- la specie delle psammofile, come ad esempio il ginepro coccolone (*Juniperus oxycedrus L. ssp. macrocarpa*), presente all'interno dell'area protetta ZPS ITA050012, nell'Habitat identificati dalla Direttiva in: 5210 Matorral arborescenti di *Juniperus spp*, 5330 Arbusti termo-mediterranei e predesertici, 2120 Dune mobili del cordone litorale con presenza di *Ammophila*, e 2270* Dune con foreste di *Pinus pinea*.

Al termine dei lavori di ripristino e rimboschimento verrà previsto apposito programma di gestione, indispensabile per garantire il mantenimento dei risultati ottenuti con la realizzazione degli interventi.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 70 di 86
--	------------------------	--	--------------------

7 GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI E DI SALUTE E SICUREZZA CONNESSI CON LE ATTIVITA' DI DECOMMISSIONING

7.1 GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI

In generale 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.

Nello specifico, i rischi ambientali generati nel corso delle attività di decommissioning saranno gestiti con misure tese, in ordine di priorità, a:

- eliminare alla fonte i maggiori rischi per l'ambiente;
- sostituire soluzioni tecnico-operativo a maggior impatto ambientale con soluzioni tecnico-operative a minor impatto ambientale, così da ridurre al minimo il rischio per l'ambiente;
- implementare metodi e procedure di controllo sugli aspetti ambientali a maggiore impatto;
- 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:

- i flussi di materiali/rifiuti al/dal cantiere;
- la prevenzione della contaminazione del sottosuolo;
- il contenimento dell'impatto acustico;
- la limitazione delle vibrazioni indotte dai lavori.

In merito al trattamento dei detriti, gli impianti mobili di frantumazione saranno preferibilmente alloggiati all'interno di aree coperte e saranno dotati di propri dispositivi per l'abbattimento delle polveri.

7.1.1 FLUSSI DI MATERIALI

Oltre che dai mezzi d'opera e dai materiali di allestimento delle aree di lavoro, il cui trasporto verso/dal sito sarà prevalentemente concentrato nelle fasi di mobilitazione e smobilitazione del cantiere, i flussi più consistenti da/a il cantiere potrebbero riguardare, in ragione dei grandi quantitativi stimati, il conferimento esterno dei detriti di risulta dalle demolizioni.

7.1.2 PREVENZIONE DELLA CONTAMINAZIONE DEL SOTTOSUOLO

Le attività di demolizione previste comportano la produzione dei seguenti reflui:

- acqua utilizzata per l'abbattimento delle polveri e per le eventuali operazioni di taglio idrodinamico, che verrà raccolta dai sistemi di collettamento fognario presenti in corrispondenza dei piazzali individuati per le operazioni di taglio e demolizione;
- reflui generati dalle operazioni di sufflaggio delle tubazioni/condotte, così come descritto nel Capitolo 5, i quali saranno raccolti su bettolina dedicata ormeggiata in prossimità del pontile.

7.1.3 CONTENIMENTO DELL'IMPATTO ACUSTICO

Non è previsto il ricorso a tecniche di demolizione che comportino emissioni acustiche rilevanti, e non risultano recettori sensibili (quali ad esempio abitazioni) nell'intorno dell'area che sarà interessata dai lavori di demolizione.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 71 di 86
--	------------------------	--	--------------------

In fase operativa saranno comunque utilizzate macchine (mezzi d'opera e attrezzature/utensili) ed impianti di frantumazione che garantiscano la minimizzazione delle emissioni acustiche.

7.1.4 LIMITAZIONE DELLE VIBRAZIONI INDOTTE DAI LAVORI

Non è previsto il ricorso a tecniche di demolizione che comportino vibrazioni rilevanti (quali ad esempio demolizione mediante cariche esplosive).

In fase operativa saranno comunque utilizzate macchine (mezzi d'opera e attrezzature/utensili) ed impianti di frantumazione che garantiscano la minimizzazione delle vibrazioni indotte nell'ambiente circostante.

7.1.5 GESTIONE DEGLI ASPETTI DI SALUTE E SICUREZZA

La sicurezza sul cantiere sarà regolata secondo le indicazioni della legge italiana vigente al momento dell'esecuzione dei lavori.

Ad oggi, tutte le attività di demolizione oggetto del presente documento saranno eseguite secondo quanto previsto dal D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 "Testo Unico sulla salute e sicurezza sul lavoro" e successive modifiche ed integrazioni.

In particolare, i lavori di demolizione ricadono tra quelli disciplinati dal "Titolo IV – Misure per la salute e sicurezza nei cantieri temporanei e mobili" (art. 88-160) del suddetto Decreto, ai sensi del quale, ai fini della sicurezza, saranno coinvolti i seguenti soggetti:

- un coordinatore in materia di sicurezza e di salute durante la progettazione dell'opera (CSP): soggetto incaricato, dal committente o dal responsabile dei lavori, dell'esecuzione dei compiti di cui all'articolo 91 del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i. e, in particolare della redazione del Piano di sicurezza e Coordinamento (PSC);
- un coordinatore in materia di sicurezza e di salute durante la realizzazione dell'opera (CSE, che non può essere il datore di lavoro delle imprese affidatarie ed esecutrici o un suo dipendente o il responsabile del servizio di prevenzione e protezione (RSPP) da lui designato): soggetto incaricato, dal committente o dal responsabile dei lavori, dell'esecuzione dei compiti di cui all'articolo 92 del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i. ed in particolare:
 - verifica, con opportune azioni di coordinamento e controllo, l'applicazione, da parte delle imprese esecutrici e dei lavoratori autonomi, delle disposizioni loro pertinenti contenute nel PSC e la corretta applicazione delle relative procedure di lavoro;
 - verifica l'idoneità dei piani operativi di sicurezza (POS), da considerare come piani complementari di dettaglio del PSC, assicurandone la coerenza con quest'ultimo e, ove previsto, adegua il PSC in relazione all'evoluzione dei lavori ed alle eventuali modifiche intervenute, valutando le proposte delle imprese esecutrici dirette a migliorare la sicurezza in cantiere, verifica che le imprese esecutrici adeguino, se necessario, i rispettivi POS;
 - organizza tra i datori di lavoro, ivi compresi i lavoratori autonomi, la cooperazione ed il coordinamento delle attività nonché la loro reciproca informazione;
 - verifica l'attuazione di quanto previsto negli accordi tra le parti sociali al fine di realizzare il coordinamento tra i rappresentanti della sicurezza finalizzato al miglioramento della sicurezza in cantiere;
 - segnala al committente o al responsabile dei lavori le inosservanze alle disposizioni normative ed alle prescrizioni del PSC;
 - sospende, in caso di pericolo grave e imminente, direttamente riscontrato, le singole lavorazioni fino alla verifica degli avvenuti adeguamenti effettuati dalle imprese interessate.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 72 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Sulla base delle suddette fasi di lavoro, verrà sviluppato il PSC i cui contenuti minimi, ai sensi dell'Allegato XV del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i., saranno i seguenti:

- identificazione e descrizione delle attività, esplicitata con l'indirizzo del cantiere, la descrizione del contesto in cui è collocata l'area di cantiere, una descrizione sintetica delle attività, con particolare riferimento alle scelte progettuali, strutturali e tecnologiche;
- l'individuazione dei soggetti con compiti di sicurezza, esplicitata con l'indicazione dei nominativi del responsabile dei lavori, del coordinatore per la sicurezza in fase di progettazione e, qualora già nominato, del coordinatore per la sicurezza in fase di esecuzione e, prima dell'inizio dei singoli lavori, dei nominativi dei datori di lavoro delle imprese esecutrici e dei lavoratori autonomi;
- una relazione concernente l'individuazione, l'analisi e la valutazione dei rischi concreti, con riferimento all'area ed alla organizzazione del cantiere, alle lavorazioni ed alle loro interferenze;
- le scelte progettuali ed organizzative, le procedure, le misure preventive e protettive, in riferimento all'area di cantiere, all'organizzazione del cantiere ed alle lavorazioni;
- le prescrizioni operative, le misure preventive e protettive ed i dispositivi di protezione individuale, in riferimento alle interferenze tra le lavorazioni;
- le misure di coordinamento relative all'uso comune da parte di più imprese e lavoratori autonomi, come scelta di pianificazione lavori finalizzata alla sicurezza, di apprestamenti, attrezzature, infrastrutture, mezzi e servizi di protezione collettiva;
- le modalità organizzative della cooperazione e del coordinamento, nonché della reciproca informazione, fra i datori di lavoro e tra questi ed i lavoratori autonomi;
- l'organizzazione prevista per il servizio di pronto soccorso, antincendio ed evacuazione dei lavoratori con riferimento ai Piano di Emergenza vigente presso il CCR;
- la durata prevista delle lavorazioni e delle fasi di lavoro che costituiscono il cronoprogramma dei lavori, nonché l'entità presunta del cantiere;
- la stima dei costi della sicurezza.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 73 di 86
--	------------------------	--	--------------------

8 STIMA DEI COSTI E TEMPISTICHE

Il presente capitolo riporta la stima economica del progetto di dismissione e ripristino ambientale unitamente alle tempistiche di realizzazione delle attività previste dal piano.

8.1 STIME DEI COSTI DI DISMISSIONE

La stima dei costi relativa alle attività di dismissione è stata eseguita sulla base di una quantificazione specifica di ogni singola attività prevista, che ha tenuto in considerazione:

- Assunzioni e considerazioni specifiche;
- Tipologia e relativo tempo di impiego dei mezzi necessari allo svolgimento delle attività;
- Costi giornalieri dei mezzi necessari all'impiego dei mezzi necessari allo svolgimento delle attività;
- Stima delle quantità di materiale da rimuovere e relativi costi di smaltimento.

L'accuratezza della stima tecnica del presente studio è pari a +/-25% (Figura 8-1) e non include eventuali costi dovuti a "variabili" non conosciute o non quantificabili al momento della predisposizione del documento.

Lo stato del progetto e le tariffe unitarie utilizzate per la determinazione dei costi tecnici di Dismissione/demolizione sono riferiti alla data di effettuazione del presente documento.

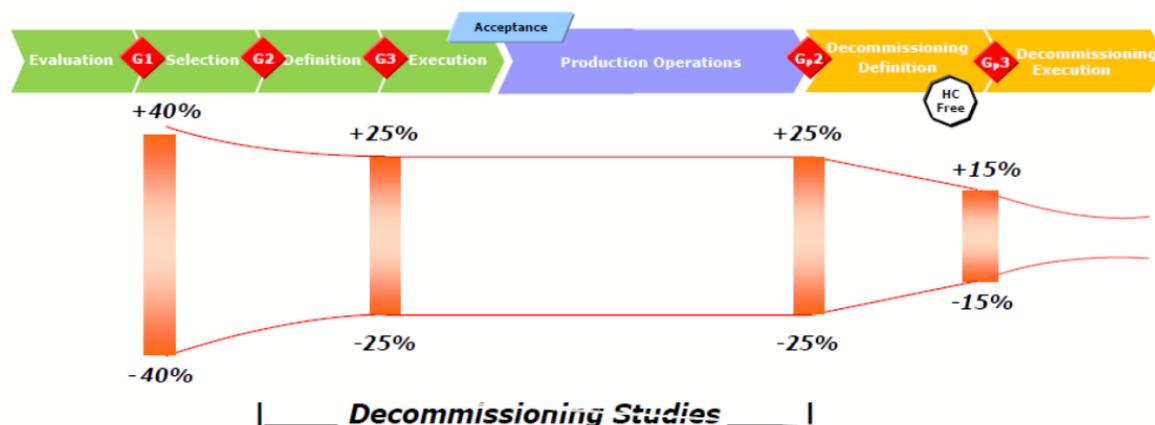


Figura 8-1: Accuratezza delle Stime di Decommissioning

8.1.1 ASSUNZIONI

La stima dei costi si basa sulle assunzioni e considerazioni riportate nei capitoli precedenti e di seguito riassunte:

- Le condotte offshore interrante saranno abbandonate in situ previa loro bonifica e messa in sicurezza;
- Il quantitativo di reflui di flussaggio delle condotte è stato stimato pari a circa due volte il volume geometrico delle condotte da flussare;
- La sezione della condotta diametro 14" in prossimità della banchina, dopo preventiva bonifica, sarà interrata al fine di consentire il suo mantenimento in situ;
- Le strutture offshore non interrante così come la sezione dell'ombelicale (non interrata) tra la piattaforma Prezioso e l'SDU (Ombelicale 1) verranno completamente rimosse.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 74 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- La bettolina raccolta reflui, ormeggiata in prossimità del pontile, sarà adeguatamente attrezzata per raccogliere i reflui di bonifica provenienti dal flussaggio sia della condotta Offshore da 14" che della condotta Onshore da 16";
- Il sistema di pompaggio presente sulla piattaforma Prezioso si assume sia operativo e disponibile per le operazioni di flussaggio e bonifica. In caso contrario si utilizzerà un sistema di pompaggio temporaneo;
- I reflui di bonifica saranno smaltiti in un impianto autorizzato e certificato per il trattamento dei reflui di bonifica;
- La rimozione della valvola SSIV e della relativa struttura di collegamento al pontile sarà effettuata durante fase di rimozione del pontile;
- La piattaforma Prezioso non è oggetto del presente studio; la rimozione delle nuove apparecchiature relative a Cassiopea ed installate su Prezioso sarà effettuata contestualmente con la rimozione dell'intera piattaforma. Il costo relativo alla rimozione della piattaforma Prezioso è già stato precedentemente analizzato mediante uno studio di Decommissioning dedicato; i costi relativi al decommissioning delle apparecchiature di Cassiopea installate su Prezioso, si considerano assorbiti dai costi di decommissioning dell'intera piattaforma Prezioso;
- L'impianto Onshore di trattamento e compressione gas sarà messo in sicurezza e saranno completate tutte le operazioni di isolamento elettrico e meccanico prima dell'avvio delle attività di demolizione;
- Con riferimento alle attività di P&A dei pozzi, si procederà con l'abbandono a fondo mare del casing e delle teste pozzo.
- Le apparecchiature dell'impianto Onshore, il piping e le strutture di carpenteria metallica saranno completamente smantellate.
- Per quanto riguarda le opere civili (intese come edifici, pavimentazione, e reti fognarie/sistemi interrati), si prevede la loro dismissione a fine vita del progetto Cassiopea, salvo eventuali valutazioni relativamente alla loro integrità e, qualora la destinazione d'uso dell'area continui ad essere di tipo industriale / commerciale, che potrebbero permettere il riutilizzo delle stesse.

8.1.2 STIMA COSTI PER SINGOLE ATTIVITÀ

Di seguito sono riportati i costi calcolati in funzione delle singole attività previste (Offshore, Shore Approach e Onshore), in relazione alla tipologia di personale necessario, mezzi utilizzati, i relativi costi unitari e ove possibile le stime delle quantità dei materiali da rimuovere.

Le tariffe giornaliere relative ai mezzi utilizzati derivano da analisi di mercato effettuate tramite database dedicati.

Per quanto riguarda la stima dei costi di smaltimento la stessa è stata eseguita sulla base delle quantità di materiali da rimuovere, in accordo con quanto previsto dai contratti di Decommissioning disponibili.

8.1.2.1 STIMA DEI COSTI PER LE ATTIVITÀ OFFSHORE

Gli interventi di dismissione per le opere offshore, così come descritto nel Capitolo 5 consisteranno in:

- chiusura mineraria ed abbandono dei pozzi;

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 75 di 86
--	------------------------	--	--------------------

- operazioni di flussaggio delle condotte e degli ombelicali;
- rimozione della sezione di ombelicale, dei relativi materassi di protezione e di tutte le strutture non interrato ad esclusione delle teste pozzo.

Per quanto riguarda la chiusura mineraria, le attività previste nel Paragrafo 5.1.2.1, comporteranno un costo pari a **45,6 M€** così come ripartito nella tabella di seguito

Tabella 8-1: Stima dei costi relativi alle attività di chiusura mineraria

Pozzi	Durata delle attività previste (gg)	Rig rate (K€/gg)	Services rate (K€/gg)	Totale P&A (M€)
<i>Cassiopea 1</i>	20	165	250	11,4
<i>Argo 2</i>	20	165	250	11,4
<i>Cassiopea 2</i>	20	165	250	11,4
<i>Cassiopea 3</i>	20	165	250	11,4

Per quanto riguarda le operazioni di flussaggio e rimozione delle sezioni ombelicali così come definite nel Paragrafo 5.1.2.2, comporteranno un costo complessivo pari a **6,82 M€** (esclusi i costi di Project management), così come ripartito nella tabella di seguito.

Tabella 8-2: Stima dei costi relativi alle attività di flussaggio e rimozione delle sezioni ombelicali

Stima costi operazioni flussaggi mare e rimozione ombelicale				
Mezzi impegnati nelle attività	Costo giornaliero	Stima durata attività (gg)	Stima durata Mob/demob (gg)	Stima costo
Light construction vessel	€ 79.167	12,5	10	€ 1.781.250
Tanker vessel	€ 25.000	4,5	10	€ 362.500
Survey vessel (operazioni pre e post)	€ 36.196	14	20	€ 1.230.658
Project management (10%)				€ 337.441
TOTALE				€ 3.711.849
Stima costi flussaggio condotta a terra				
Attività	q.ta	Unit rates (€/m3)		Stima costo
Verifica fattibilità spiazzamento	volume condotta: 324m3	62		€ 20.088
Flussaggio condotta	volume condotta: 324m3	62,68		€ 20.308
Mobilitazione/Demobilitazione (2,5%)				€ 1.010
Project management (5%)				€ 2.020
TOTALE				€ 43.426
Stima costi di conferimento dei reflui di bonifica				
Attività		Volume (m3)	Rate (€/m3)	Stima
Sezione offshore + approdo a terra	Loop 1-2-3	1076	164,15 €/m3	€ 176.625,40
	Loop 4-5	18526	164,15 €/m3	€ 3.041.042,90
Sezione a terra	Loop 6	648	164,15 €/m3	€ 106.369,20

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 76 di 86

Mobilizzazione/Demobilizzazione (%)	€ 83.101
Project management (5%)	€ 166.202
TOTALE	€ 3.573.340,31

8.1.2.2 STIMA DEI COSTI PER LE ATTIVITÀ SHORE APPROACH E SU INTERCONNESSIONE AREA TRAPPOLA – CENTRALE GAS

Gli interventi di dismissione per le opere shore approach, così come descritto nel Paragrafo 5.2 consisteranno in:

- Smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività mare.
- Smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività terra.
- Rimozione condotta.
- Rimozione delle strutture (strumentazione e opere civili) costituenti l'area trappola.

e comporteranno un costo complessivo pari a **4,76 M€** (esclusi i costi di Project management), ripartito in:

- 4,37 M€ per lo smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività mare.
- 0,20 M€ per lo smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività terra.
- 0,19 M€ per la rimozione condotta.

e ripartite in dettaglio nelle tabelle di seguito.

Tabella 8-3: Stima dei costi di smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività mare

Attività di smantellamento				
Mezzi impiegati	Durata Mob/Demob (gg)	Durata Attività (gg)	Costo giornaliero (€/g)	Costi (€)
Bettolina 1 + rimorchiatore	8	63,25	15.000	1.068.750
mezzo supporto sommozzatori	10	41,55	14.000	€ 721.700
Pontone gru	8	52,25	38.000	€ 2.289.500
Project management (5%)				€ 407,995
Demolizioni e conferimenti				
Parti da smaltire	Peso (t)	Costo di demolizione (€) - considerando un costo unitario pari a 28.32 euro	Costo di trasporto (€) - considerando un costo unitario pari a 24.48 euro	Costo di conferimento (€) - considerando un costo unitario pari a 57.86 euro
Trave tubo	1100	€ 31,152	€ 26.928	€ 63.646
Piperack - tratti	360	€ 30.528	€ 8.813	€ 0
Strutture di supporto - l'una	1054	€ 29.849	€ 25.802	€ 60.984
Struttura SSIV e SSIV	10	€ 848	€ 245	€ 0
Mobilizzazione/Demobilizzazione (2,5%)		€ 2.309	€ 1.545	€ 3.116
Project management (5%)		€ 4.619	€ 3.089	€ 6.232
Totale attività di smantellamento, demolizione e conferimenti				

	Enimed	Data	Doc. N°	Pagina
		maggio 2023	000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	77 di 86

Totale parziale	€ 4.365.715
Project management (5%)	€ 421.935
TOTALE	€ 4,787,649

Tabella 8-4: Stima dei costi di smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività terra

Attività di smantellamento				
Mezzi impiegati	Durata Mob/Demob (gg)	Durata Attività (gg)	Costo giornaliero (€/g)	Costi (€)
gru cingolata	10	22	€ 2.500	€ 80.000
squadra taglio terra	2	13	€ 1.628	€ 24.420
squadra taglio mare + attrezzatura taglio filo diamantato	2	6	€ 3.100	€ 24.800
Autoarticolati	2	18	€ 2.000	€ 40.000
Project management (5%)				€ 8.461
TOTALE				€ 177.681
Demolizioni e conferimenti				
Parti da smaltire	Peso (t)	Costo di demolizione (€) - considerando un costo unitario pari a 28.32 euro	Costo di trasporto (€) - considerando un costo unitario pari a 24.48 euro	Costo di conferimento (€) - considerando un costo unitario pari a 57.86 euro
Strutture di supporto - l'una	136	€ 3.852	€ 3.329	€ 7.869
Piperack - tratti	140	€ 11.872	€ 3.427	€ 0
Mobilizzazione/Demobilizzazione (2,5%)		€ 393	€ 169	€ 197
Project management (5%)		€ 786	€ 338	€ 393
TOTALE PARZIALE		€ 16.903	€ 7.263	€ 8.459
TOTALE		€ 32.625		

Tabella 8-5: Stima dei costi della rimozione condotta

Stima costi flussaggio e rimozione condotta a terra				
Attività	Quantità	Costi unitari		Stima costo
Rimozione condotta	lunghezza condotta: 2500m	7,2	€/m	€ 18.000
Mobilizzazione/Demobilizzazione				€ 450
Project management (5%)				€ 900

8.1.2.3 STIMA DEI COSTI PER LE ATTIVITÀ ONSHORE

Gli interventi di dismissione per le opere onshore, così come descritto nel Paragrafo 5.3.1 consisteranno in:

- gestione dei reflui prodotti durante le operazioni di bonifica;
- smantellamento delle apparecchiature dell'impianto, il piping e delle strutture di carpenteria metallica;

- Smantellamento delle opere civili.
- Attività di bonifica e rimozione del tratto di condotta onshore

e comporteranno un costo pari a **4,32 M€** calcolato sulla base dei costi di smaltimento dei rifiuti generati dalle varie fasi dell'attività di Decommissioning (smantellamento delle apparecchiature meccaniche (MEC), demolizione delle opere civili (CIV), smantellamento delle parti elettriche (ELE) ed attività di flussaggio (FLU)) e stimato sulla base delle specificità del materiale trattato e del relativo potenziale impatto ambientale come mostrato nella seguente tabella (consolidata sulla base di precedenti progetti di Decommissioning effettuati in campi Onshore situati sul territorio italiano).

Tabella 8-6: Suddivisione dei materiali per lo smaltimento dei rifiuti

Suddivisione dei materiali per smaltimento dei rifiuti						
Tipologia di materiale da smaltire	Impatto ambientale		Distribuzione percentuale del peso			
			CIV	MEC	ELE	FLU
Mattonelle in cemento e ceramica	Smaltimento di materiali inerti	1	68,38	0,90	0,00	0,00
	Smaltimento di materiali non pericolosi	2	6,13	0,03	1,78	0,00
	Riciclo di materiali non pericolosi	3	0,00	0,00	0,00	0,00
	Smaltimento di materiali pericolosi	4	24,04	0,07	0,00	0,06
	Riciclo di materiali pericolosi	5	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalli e leghe	Riciclo di materiali non pericolosi	6	1,28	72,69	54,06	0,00
	Riciclo di materiali pericolosi	7	0,15	22,33	0,00	0,00
Materiali di isolamento e materiali di costruzione contenente amianto	Smaltimento di materiali pericolosi	8	0,00	0,01	0,00	0,00
	Smaltimento di materiali non pericolosi	9	0,01	1,24	0,00	0,00
Altri rifiuti	Smaltimento di materiali non pericolosi	10	0,00	0,25	24,93	0,32
	Riciclo di materiali non pericolosi	11	0,00	0,00	0,19	0,04
	Smaltimento di materiali pericolosi	12	0,00	2,43	19,04	99,58
	Riciclo di materiali pericolosi	13	0,00	0,00	0,00	0,00
Materiali di isolamento contenenti amianto	Smaltimento di materiali pericolosi	14	0,01	0,05	0,00	0,00

Tabella 8-7: Percentuali di stima costi Mob/Demob e Project Management per le attività di decommissione delle opere onshore

Percentuali utilizzate per la stima dei costi di Mob/Demob e per i servizi di Project Management	
Mob/Demob	2.5%
Servizi di Project Management	5%

8.1.3 STIMA COMPLESSIVA DEI COSTI DI DISMISSIONE

Sulla base delle precedenti assunzioni e della stima dei costi per ogni singola attività è stata effettuata una stima tecnica dei costi di Decommissioning, riassunta nella seguente tabella.

Tabella 8-8: Stima complessiva dei costi di Decommissioning

Attività		Stime Costi (M€)
ATTIVITÀ DI DECAB *	Bonifica condotte terra e mare e conferimento dei reflui di bonifica	6,82
	Smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività da mare	4,37
	Smantellamento piperack e conferimento materiali di risulta - attività terra	0,20
	Rimozione interconnecting	0,19
	Decommissioning impianto a terra	4,32
	Project Management	1,16
- Costi Assicurativi (1% DECAB*) strutture		0,34
- Costi di esercizio post C.O.P.** (1% DECAB*) strutture		0,34
TOTALE ATTIVITÀ DECAB*		17,41
Pozzi	CHIUSURA MINERARIA E ABBANDONO DEI POZZI	45,6
STIMA TOTALE DEI COSTI TECNICI DI DECOMMISSIONING		63,01

*DECAMB: DECommissioning & ABandonment

**C.O.P.: Cessation of Production

I costi di Mob/Demob e per i servizi di Project Management sono stati stimati in termini percentuali sul totale delle stime di flussaggio/bonifica, smantellamento e demolizione.

Di seguito si riporta una rappresentazione grafica della ripartizione dei Costi di Decommissioning con l'esclusione delle attività di chiusura mineraria dei pozzi.

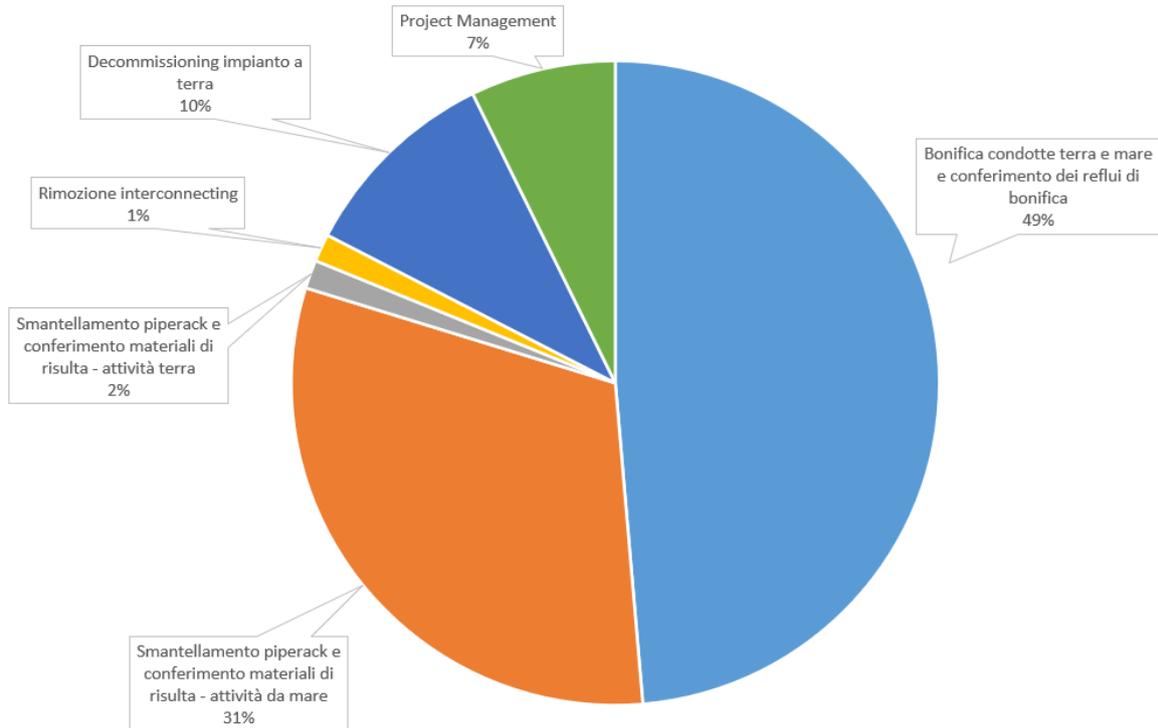


Figura 8-2: Ripartizione dei Costi di Decommissioning del Campo

8.2 STIMA DEI COSTI DI RIPRISTINO

Per quanto riguarda i costi relativi al monitoraggio e ripristino ambientale delle aree oggetto di intervento, così come previste nei Paragrafi 6.1, 6.2 e 6.3 risultano pari a **3,1 M€**, così come ripartito nella tabella di seguito.

Tabella 8-9: Stima complessiva dei costi di monitoraggio e ripristino ambientale

Attività di ripristino	Stime Costi (€)
caratterizzazione ambientali del sottosuolo delle aree interessate dagli impianti	2 M€
Attività di ritombamento e modellizzazione con terreno vegetale	1 M€
Fornitura e piantumazione di essenze vegetali	100.000
STIMA TOTALE DEI COSTI	3,1 M€

Il costo è stato calcolato sulla base dei prezzi regionali disponibili; tuttavia, i costi sopra riportati sono da intendersi qualitativi in quanto le attività di monitoraggio e ripristino ambientale potranno essere integrate o modificate in accordo con gli Enti competenti

8.3 TEMPISTICHE

Per quanto riguarda le attività di Decommissioning le stesse saranno pianificate nel periodo dell'anno più favorevole (maggio-ottobre) per le operazioni marine. Si è comunque considerato, nell'ambito della

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 81 di 86
--	------------------------	--	--------------------

schedulazione delle operazioni marine, una contingency del 25% per tener conto di eventuali condizioni meteo avverse che potrebbero comunque verificarsi.

La durata delle attività potrà essere così suddivisa:

- 51,5 giorni per le attività di decommissioning offshore.
- 80 giorni per la chiusura mineraria dei pozzi offshore.
- 80,55 giorni per le attività di decommissioning delle opere shore approach – Fase 1
- 33 giorni per le attività di decommissioning delle opere shore approach – Fase 2.
- 6-12 mesi per le attività di decommissioning delle opere onshore.
- 6 – 12 mesi per le attività di ripristino (esclusi eventuali attività di monitoraggio).

Per maggiori dettagli riguardo specifiche attività previste per le opere offshore e shore approach si rimanda agli Allegati 2, 3 e 4.

Le attività di rimozione del pontile (shore approach) saranno effettuate preferibilmente durante le ore diurne (10 ore/gg di lavoro).

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 82 di 86
---	------------------------	--	--------------------

ALLEGATI

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 83 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Allegato 1

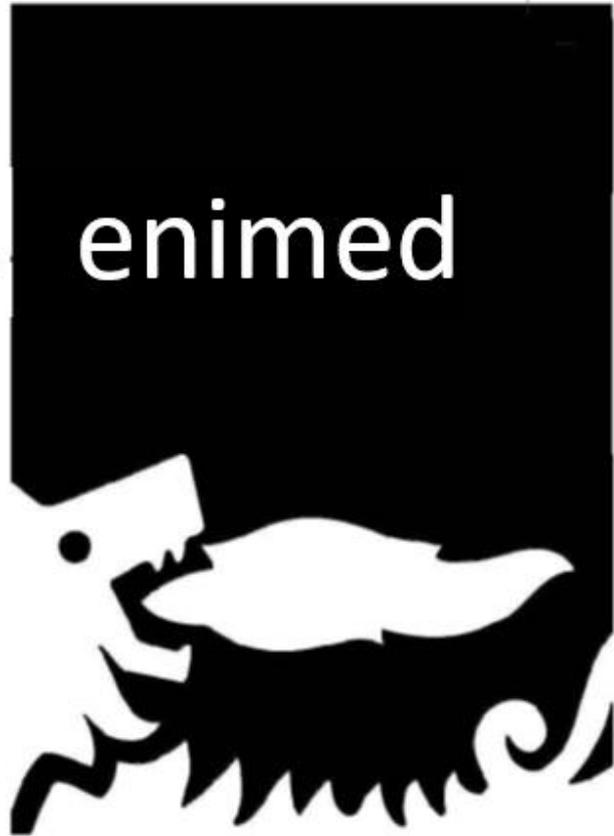
“STUDIO DI VALUTAZIONE COMPARATIVA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI RELATIVI AGLI SCENARI DI DISMISSIONE DELLE CONDOTTE INTERRATE”

 Enimed	Data Maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 1 di 23
---	------------------------	--	-------------------



Eni SpA

enimed



000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047

**CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG
INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO OFFSHORE
IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA**

**ALLEGATO 1
STUDIO DI VALUTAZIONE COMPARATIVA DEGLI IMPATTI
AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI RELATIVI AGLI SCENARI DI
DISMISSIONE DELLE CONDOTTE INTERRATE**

LOCALITÀ GELA (CL)

Maggio 2023

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 2 di 23
--	------------------------	--	-------------------

ITALY

Cassiopea

Development Project

INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO OFFSHORE IBLEO CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA

ALLEGATO 1

STUDIO DI VALUTAZIONE COMPARATIVA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI RELATIVI AGLI SCENARI DI DISMISSIONE DELLE CONDOTTE INTERRATE

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 3 di 23
--	------------------------	--	-------------------

INDICE

1	INTRODUZIONE	7
1.1	STRUTTURA DEL DOCUMENTO	7
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO “OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA” 8	
3	ATTIVITA’ DI DECOMMISSIONING OFFSHORE	9
3.1	OPERAZIONI DI FLUSSAGGIO DELLE CONDOTTE E DEGLI OMBELICALI	9
3.2	SCENARIO A: DISMISSIONE IN SITO DELLE CONDOTTE	12
3.3	SCENARIO B: DISMISSIONE DELLE CONDOTTE.....	12
4	IDENTIFICAZIONE E STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI E CONFRONTO ALTERNATIVE DI DISMISSIONE DI DECOMMISSIONING.....	14
4.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	15
4.2	MOVIMENTAZIONE E RISOSPENSIONE DEI SEDIMENTI	16
4.3	SCARICHI IDRICI IN MARE DAI MEZZI NAVALI	16
4.4	ALTRI SCARICHI O RILASCI.....	17
4.5	EMISSIONI SONORE	18
4.5.1	IN AMBIENTE SUBACQUEO.....	18
4.5.2	IN AMBIENTE TERRESTRE.....	19
4.6	PERDITA DI HABITAT NATURALE	19
4.7	RIFIUTI SOLIDI E NECESSARIO SMALTIMENTO.....	20
4.8	DISTURBO ALLE ATTIVITÀ ANTROPICHE A MARE.....	20
4.9	GENERAZIONE DI INDOTTO ECONOMICO.....	21
5	CONCLUSIONI.....	22

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 4 di 23
--	------------------------	--	-------------------

Elenco delle Figure

Figura 3-1: Cicli di sufflaggio (Loop) previsti nelle condotte offshore	11
---	----

Elenco delle Tabelle

Tabella 3-1: Mezzi marittimi a supporto delle attività Offshore.....	10
Tabella 4-1: Confronto Emissioni inquinanti in atmosfera.....	15
Tabella 4-2: Confronto movimentazione e risospensione dei sedimenti	16
Tabella 4-3: Confronto scarichi idrici dai mezzi navali	17
Tabella 4-4: Confronto altri possibili rilasci	17
Tabella 4-5: Confronto emissione sonore in ambiente subacqueo	18
Tabella 4-6: Confronto emissione sonore in ambiente terrestre	19
Tabella 4-7: Confronto perdita di habitat naturale.....	19
Tabella 4-8: Confronto produzione rifiuti riciclabili	20
Tabella 4-9: Confronto produzione rifiuti non riciclabili	20
Tabella 4-10: Confronto disturbo alle attività antropiche a mare.....	20
Tabella 4-11: Confronto indotto economico.....	21
Tabella 5-1: Confronto scenari	22

Elenco degli Allegati

ALLEGATO 1 – “SCHEDULA ATTIVITA’ OFFSHORE – DECOMMISSIONING CONDOTTE E OMBELICALE”
ALLEGATO 2 – “SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Fase N°1”
ALLEGATO 3 – “SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Fase N°2”

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 5 di 23
--	------------------------	--	-------------------

ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AG	Agrigento
Art.	Articolo
AR	Assurance Review as defined in OPD
BPOE	Best Practicable Environmental Option
BOB	Blow Out Preventer
CE	Cost Estimate
COP	Cessation of Production
CSV	Construction Support Vessel
DECABDE	Commissioning & ABandonment
DECO	Decommissioning Services of Eni S.p.A.
D.D.	Determinazione Direttoriale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
EAR	Expected Accuracy Range
EN	Norma Europea
€	Euro Currency
GA	Gap Analysis
GES	Good Environmental Status
GL	Guideline
HC FREE	Hydrocarbon Free
HSE	Health, Safety, Environment
IMO	International Maritime Organization
LCV	Light Construction Vessel
m	metri
km ²	chilometro quadrato
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MiBACT	Ministro dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
MSFD	Marine Strategy Framework Directive
n.	numero
OPD	Opportunity Project Development
PIG	Dispositivo cilindrico o sferico per pulire, ispezionare e misurare le condotte
Piping	Tubature di collegamento tra le apparecchiature facenti parte dell'impianto

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 6 di 23
--	------------------------	--	-------------------

Pulvino	Elemento architettonico con funzione di raccordo tra la struttura portante lineare (palo) e la struttura portata
ROV	Remotely Operated Underwater Vehicle
SDU	Subsea Distribution Unit
SLEEPER	Supporti della condotta
SpA	Società per Azioni
SPREAD	The assemblage of crew and equipment required to complete an Offshore activity/task
SSIV	Sub Sea Isolation Valve (Valvola di intercettazione sottomarina)
ss.mm.ii	successive modifiche e integrazioni
TEG	Glicole Trietilenico
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
US\$ or USD or \$	Dollar of United States of America Currency

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 7 di 23
--	------------------------	--	-------------------

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce l'Allegato 1 al piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam ("NOTA TECNICA A SUPPORTO DELLA RICHIESTA DI CUI ALLA PRESCRIZIONE A.18. REV.02 (DEC. VIA/AIA N.149/14 ALLEGATO 1)" - DOC 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047) del progetto Offshore Ibleo Campi Gas e Cassiopea elaborato al fine di ottemperare alla prescrizione n. A.18.

Scopo del presente documento è quello di identificare i potenziali impatti sulle componenti ambientali e socioeconomiche derivanti dalle operazioni di dismissione delle condotte e presentare una comparazione degli scenari di dismissione oggetto di valutazione.

1.1 STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il presente documento è articolato secondo i seguenti capitoli:

- *Introduzione* (Capitolo 1): in cui si definisce lo scopo e la struttura del documento;
- *Sintesi del Progetto* (Capitolo 2): in cui si riporta una sintesi del progetto Offshore Ibleo-Campi Gas Argo Cassiopea, in relazione agli interventi previsti;
- *Attività di dismissione e ripristino ambientale* (Capitolo 3): in cui sono descritte le attività di dismissione e ripristino ambientale previste;
- *Identificazione e stima degli impatti ambientali e socioeconomici e confronto alternative di dismissione di decommissioning* (Capitolo 4) in cui sono descritti i principali potenziali impatti dei due scenari di dismissione delle condotte;
- *Conclusioni* (Capitolo 5): in cui si riporta una sintesi dell'analisi comparativa dei potenziali impatti dei due scenari di dismissione delle condotte interrate.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 8 di 23
--	------------------------	--	-------------------

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO “OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA”

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%) ed Energean Italy S.p.A. (quota del 40%).

Obiettivo principale del progetto “Offshore Ibleo” è lo sfruttamento ed estrazione di Gas naturale in modo efficiente e con limitati impatti sull’ambiente, per un periodo indicativo di 20 anni; giacimenti di gas offshore che si trovano all’interno della Concessione di Coltivazione denominata “G.C1.AG”, a circa 30 km dalla costa della Sicilia a profondità comprese tra 550 m e 620 m.

Per maggiori dettagli riguardo al progetto e allo stato attuale delle componenti ambientali interessate dal progetto (aree protette, caratteristiche meteo-climatiche, fisiche e chimiche della colonna d’acqua, biocenosi, ecc..) si rimanda alla descrizione inclusa nel Capitolo 3 del documento “NOTA TECNICA A SUPPORTO DELLA RICHIESTA DI CUI ALLA PRESCRIZIONE A.18. REV.02 (DEC. VIA/AIA N.149/14 ALLEGATO 1)” (DOC 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047).

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 9 di 23
--	------------------------	--	-------------------

3 ATTIVITA' DI DECOMMISSIONING OFFSHORE

Come descritto nel Capitolo 5 del documento ““NOTA TECNICA A SUPPORTO DELLA RICHIESTA DI CUI ALLA PRESCRIZIONE A.18. REV.02 (DEC. VIA/AIA N.149/14 ALLEGATO 1)” (DOC 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047).

In generale le attività di dismissione saranno articolate in quattro fasi distinte:

- attività di verifica preliminare;
- attività di bonifica industriale;
- attività di smantellamento e demolizione delle opere presenti;
- attività di ripristino ambientale.

Gli interventi di dismissione per le opere offshore consisteranno in:

- chiusura mineraria ed abbandono dei pozzi;
- operazioni di flussaggio delle condotte e degli ombelicali;
- sezione e rimozione di tutte le strutture non interrate a comprendere:
 - tutti i sistemi sottomarini (XT, Manifold, PLET, SDU, UTA, ILT, etc.) con l'esclusione delle teste pozzo;
 - i jumper e-i flying lead posizionati in alto fondale;
 - l'ombelicale principale di controllo (Ombelicale 1) relativamente al segmento non interrato di circa 40 m in prossimità della piattaforma Prezioso.

Relativamente alle condotte interrate (ombelicali e condotte flessibili; condotta di trasporto gas diametro 14”) gli scenari di dismissione considerati all'interno del presente studio di valutazione comparativa sono presentati di seguito:

- Scenario A: dismissione in sito delle condotte interrate;
- Scenario B: rimozione delle condotte interrate.

Le condotte interrate oggetto dei due scenari alternativi sono:

- *gli ombelicali e le condotte flessibili interrate ad una profondità di 1 m con ricoprimento di almeno 0,4m;*
- *la condotta di trasporto gas diametro 14” (affondata ad una profondità di 1m sotto il fondale e ricoperta per almeno 0,4m);*
- *le sezioni interrate dell'ombelicale principale di controllo (Ombelicale 1).*

3.1 OPERAZIONI DI FLUSSAGGIO DELLE CONDOTTE E DEGLI OMBELICALI

I lavori preparatori di dismissione (flussaggio, bonifica) delle condotte verranno eseguiti a prescindere dallo scenario di dismissione.

Il sistema di collettamento offshore, costituito dalla condotta rigida da 14” di collegamento Manifold Cassiopea - approdo onshore, ombelicali di collegamento e flexible flowlines verrà interessato dalle operazioni di dismissione di seguito riportate:

- Operazioni di flussaggio (cicli/loop di sufflaggio), necessarie alla rimozione di contaminanti di varia natura potenzialmente presenti all'interno di tubazioni e/o apparecchiature. Tale attività verrà svolta attraverso l'iniezione di apposito fluido veicolante tramite idonee pompe fino a realizzare condizioni tali da garantire il conseguimento di condizioni di flusso turbolento, idonee al trasporto dei contaminanti; nello specifico:

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 10 di 23
--	------------------------	--	--------------------

- Il network sottomarino (condotte ed ombelicali) verrà interamente flussato fino al raggiungimento di una condizione idonea.
- Le operazioni di flussaggio delle condotte collegate ai Pozzi sottomarini saranno eseguite dalla piattaforma Prezioso in accordo a dei loop di flussaggio (Figura 3-1).
- Le operazioni di flussaggio della condotta rigida da 14" saranno invece eseguite con il supporto di Light Construction Vessel (LCV) collegato al Manifold Cassiopea mediante una manichetta flessibile.
- I reflui delle operazioni di flussaggio delle condotte collegate ai Pozzi sottomarini Cassiopea 1, 2 e 3 saranno raccolti sul Light Construction Vessel attrezzato con serbatoi di stoccaggio dedicati e quindi conferiti a smaltimento autorizzato.
- I reflui derivanti dalle operazioni di flussaggio della condotta di diametro 14" e del network sottomarino collegato al Pozzo Argo 2 saranno invece raccolti su una bettolina dedicata ormeggiata in prossimità del pontile e quindi conferiti a smaltimento autorizzato. Tale bettolina verrà collegata allo stacco del jumper di collegamento alla valvola SSIV attraverso una manichetta flessibile.
- Rimozione della sezione dell'ombelicale installata in prossimità della piattaforma Prezioso in accordo alla seguente modalità operativa:
 - le attività di rimozione saranno effettuate attraverso il supporto del mezzo LCV già impiegato durante le operazioni di flussaggio;
 - le attività sottomarine saranno eseguite attraverso il supporto di un ROV Working Class (WROW) senza l'impiego di sommozzatori;
 - i materiali rimossi saranno raccolti e posizionati sul ponte del LCV, quindi trasportati a terra presso una banchina dedicata per le attività di demolizione e successivo conferimento rifiuti.

Tutte le attività sopra descritte saranno realizzate attraverso il supporto di idonei mezzi così come riportati nella seguente tabella.

Tabella 3-1: Mezzi marittimi a supporto delle attività Offshore

Unità	Natante	Caratteristiche
1	LCV (Light Construction Vessel)	Equipaggiato con gru di capacità minima 50t Equipaggiato con WROV Equipaggiato con attrezzature e strumenti specifici per le attività da eseguire Equipaggiato con tanks per raccolta reflui di bonifica
1	Bettolina raccolta reflui	Pescaggio limitato per permettere ormeggio in prossimità della banchina - Capacità di 20.000 m ³
1	Survey Vessel	Equipaggiato con ROV

La attività di dismissione sopra riportate prevedono che:

- le condotte e gli ombelicali siano depressurizzati prima dell'avvio delle operazioni di Decommissioning;
- tutte le operazioni di taglio delle condotte e degli ombelicali verranno effettuate a freddo;
- il quantitativo di reflui di flussaggio delle condotte è stato stimato pari a circa due volte il volume geometrico delle condotte da flussare;



- il sistema di pompaggio presente sulla piattaforma Prezioso si assume sia operativo e disponibile per le operazioni di flussaggio e bonifica. In caso contrario si utilizzerà un sistema di pompaggio temporaneo;
- la bettolina raccolta reflui, ormeggiata in prossimità del pontile, sarà adeguatamente attrezzata per raccogliere i reflui di bonifica provenienti dal flussaggio della condotta Offshore da 14”;
- i reflui di bonifica saranno smaltiti in un impianto autorizzato e certificato per il trattamento dei reflui di bonifica;
- i materassi di protezione del tratto non interrato dell’ombelicale di controllo, siti nell’area della piattaforma Prezioso, verranno rimossi;
- la rimozione della valvola SSV e della relativa struttura di collegamento alla struttura (ex trave tubo) lato pontile sarà effettuata durante fase di rimozione della trave tubo.

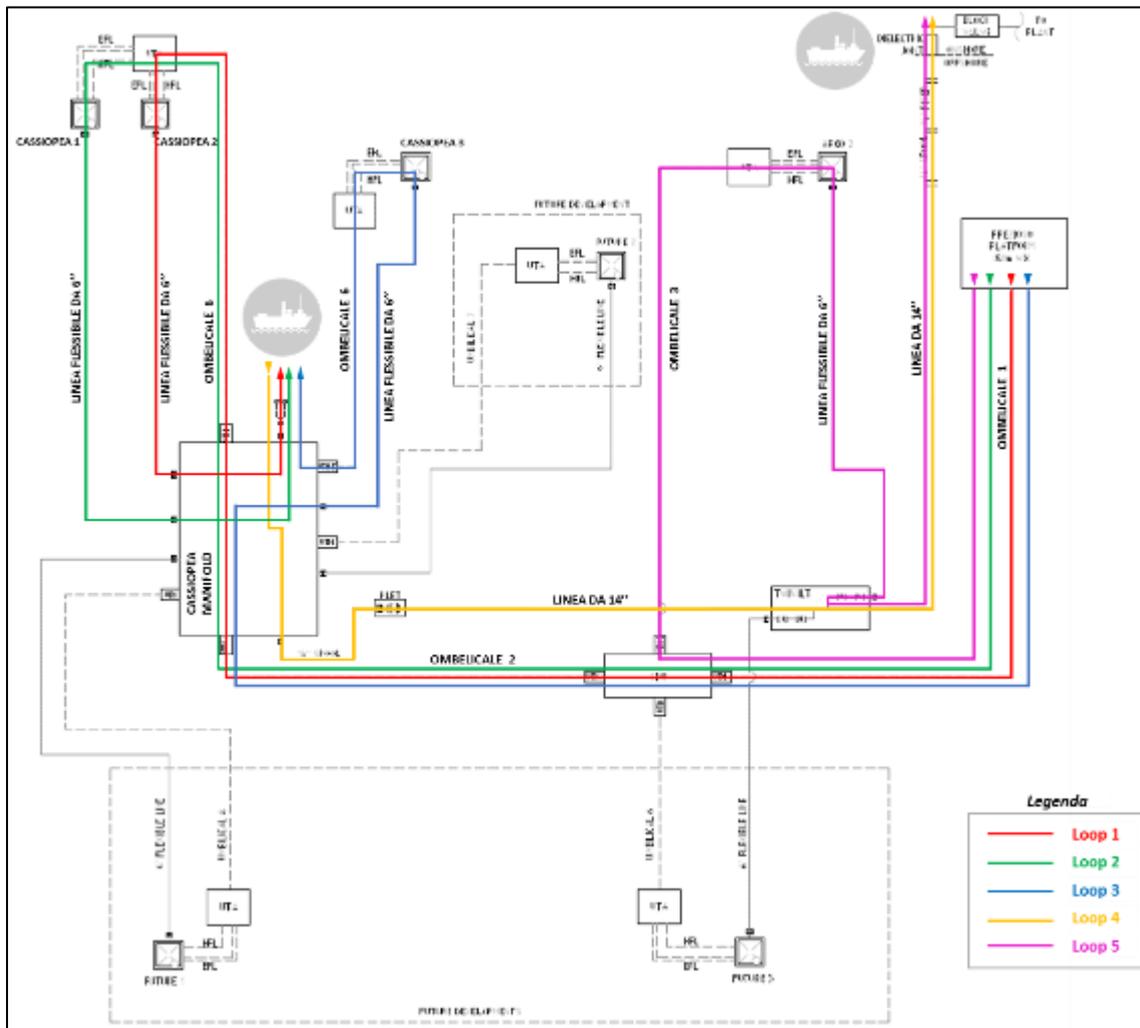


Figura 3-1: Cicli di sufflaggio (Loop) previsti nelle condotte offshore

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 12 di 23
--	------------------------	--	--------------------

3.2 SCENARIO A: DISMISSIONE IN SITO DELLE CONDOTTE

Lo Scenario A "Dismissione in sito delle condotte" prevede che le condotte siano pulite previo flussaggio (come descritto nel paragrafo precedente), e saranno dunque scollegate all'estremità e tappate, al fine di isolarle dall'ambiente marino.

L'isolamento delle condotte sarà effettuato mediante tappi meccanici di chiusura che verranno installati da un sommozzatore oppure tramite ROV. A seguito della chiusura tramite tappo, le parti estreme delle pipeline verranno portate allo stesso livello di interro dei tratti adiacenti, ove richiesto. Di seguito si riporta un esempio di tappi di chiusura.

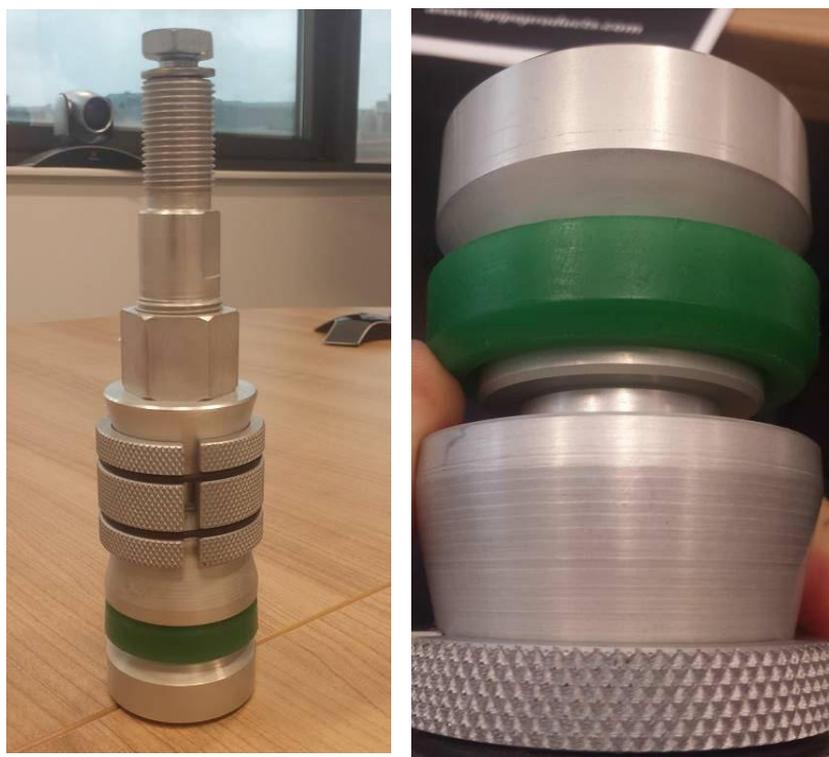


Figura 2.5 Tappo di chiusura, vista d'insieme (a sinistra) e dettaglio (a destra)

Lo Scenario A non prevede attività a terra, ne prevede la produzione di ulteriori rifiuti oltre a quelli prodotti in fase di flussaggio delle condotte.

Lo Scenario A però prevede il mantenimento in sito delle strutture (bonificate) interrare.

3.3 SCENARIO B: DISMISSIONE DELLE CONDOTTE

Lo Scenario B "Rimozione delle condotte" prevede l'impiego dei seguenti mezzi navali:

- Diving Support Vessel (DSV), alimentato a motore diesel;
- Survey Vessel Equipaggiato con ROV
- Rimorchiatori da traino (Towing Tug), alimentati a motore diesel;
- Bettoline di supporto (Cargo Barge);

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 13 di 23
--	------------------------	--	--------------------

- LCV (Light Construction Vessel): Equipaggiato con gru di capacità minima 50t, con WROV, con attrezzature e strumenti specifici per le attività da eseguire.

La metodologia di rimozione identificata per la rimozione delle condotte è detta “cut and lift” (ovvero taglio e sollevamento) e prevede, in sequenza, le seguenti operazioni:

- Disinterro della linea (da effettuarsi tramite opportuno “jetting tool” oppure “trenching tool” al fine di scoprire la pipeline e rendere possibile le successive operazioni di taglio da parte dei sommozzatori;
- Taglio delle condotte in sezioni della lunghezza di 24 metri circa tramite strumenti di taglio sottomarini (filo diamantato o cesoie idrauliche) manovrati da sommozzatori e/o ROV, o direttamente dalla nave.
- Rimozione delle sezioni delle condotte tramite sollevamento da parte di una gru e successivo appoggio sullo stesso mezzo di supporto o sulla bettolina di trasporto per il trasporto a terra. Tali operazioni di sollevamento sono assistite da sommozzatori e prevedono l'utilizzo di singolo gancio e di imbragature a strozzo per avvolgere e il fascio di condotte. L'utilizzo di una barra di sollevamento può essere necessario per ridurre le sollecitazioni o per facilitare le operazioni di sollevamento.
- Riempimento della trincea precedentemente scavata tramite aratro con rideposizione del materiale provvisoriamente depositato sui lati della trincea stessa.

Una volta rimosse e caricate sulla bettolina, le sezioni delle condotte saranno portate a terra, in un'area portuale dedicata, dove saranno eseguite le seguenti operazioni di smantellamento, che includono:

- Rimozione del rivestimento plastico delle condotte (tramite abrasione o sabbiatura);
- Taglio delle sezioni delle condotte in pezzature più piccole, adeguate al trasporto a terra;
- Suddivisione dei materiali per tipologia di rifiuto (metallo o rivestimento plastico) per conferimento presso impianti autorizzati di smaltimento o riciclo.

Le operazioni di scarico e smantellamento delle condotte che verranno effettuate nell'area portuale prevedono l'impiego dei seguenti mezzi:

- forklift alimentati con motore diesel, con un consumo di carburante pari a 46 l/h;
- gru di terra alimentate con motore diesel, con consumo di carburante pari a 26,6 l/h;
- generatori diesel, con consumo di carburante pari a 14 l/h.

La rimozione delle condotte prevede la produzione di rifiuti metalli (i quali se possibile saranno riciclati), calcestruzzi e plastici (non riciclabili).

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 14 di 23
--	------------------------	--	--------------------

4 IDENTIFICAZIONE E STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI E CONFRONTO ALTERNATIVE DI DISMISSIONE DI DECOMMISSIONING

Al fine di procedere con lo studio di valutazione comparativa, sono dunque state identificate le possibili interferenze sulle componenti ambientali e socioeconomiche legate alle attività di dismissione delle condotte:

- Emissioni in atmosfera sia di inquinanti atmosferici che di gas climalteranti, generate a mare dai mezzi navali impiegati nelle operazioni di dismissione e a terra dai mezzi pesanti impiegati per il trasporto dei rifiuti presso i centri di smaltimento o riciclo selezionati;
- Movimentazione e risospensione dei sedimenti, legate alle attività di rimozione e recupero dal fondale marino delle condotte;
- Scarichi idrici in mare dai mezzi navali (se previsti, prevalentemente scarichi reflui civili), con conseguente apporto di nutrienti e di sostanza organica;
- Emissioni sonore in ambiente subacqueo, generate dai mezzi navali in uso per le operazioni di dismissione ed emissioni sonore a terra generate all'interno dell'area cantiere dai macchinari atti alla movimentazione del carico proveniente dalle piattaforme e dai mezzi pesanti impiegati per il trasporto dei rifiuti;
- Perdita di habitat naturale, generato dagli interventi di rimozione delle condotte sul fondale marino;
- Produzione di rifiuti solidi e necessario smaltimento;
- Disturbo alle attività antropiche a mare, quali le attività di pesca e il traffico marittimo, legato alla presenza dei mezzi navali nell'area di dismissione e alle movimentazioni per il trasporto di materiali e rifiuti da e verso il porto;
- Generazione di indotto economico per la creazione di nuovi posti di lavoro.

Sulla base delle interferenze sopra elencate, le matrici ambientali e socioeconomiche considerate nell'analisi dei potenziali impatti generati dalle attività di dismissione sono:

- Atmosfera: per questa componente è stata valutata la possibile alterazione della qualità dell'aria nella zona interessata dalle operazioni di dismissione previste dallo Scenario B, sia a mare che a terra. Per lo Scenario A di dismissione in sito non sono previste emissioni di inquinanti in atmosfera, poiché non vi sarà impiego di mezzi navali o terrestri. Sono state inoltre valutate anche le emissioni totali di gas climalteranti.
- Fondale marino: per questa componente sono state prese in considerazione le possibili alterazioni morfologiche e chimico-fisiche sul sedimento marino. Per lo Scenario A di dismissione in sito non sono previste attività e dunque alterazioni del fondale marino.
- Ambiente idrico marino: gli effetti sulla colonna d'acqua sono stati valutati in termini di potenziali variazioni delle caratteristiche fisiche, chimiche e biologiche delle acque nella zona interessata dalle operazioni di dismissione. Per lo Scenario A non sono previste movimentazioni di sedimenti.
- Rumore: per questa componente è stata valutata la possibile alterazione del clima acustico dell'area interessata dalle operazioni di dismissione a terra, con particolare riferimento alla movimentazione di mezzi su strada per lo smaltimento dei rifiuti. Si è inoltre analizzato il rumore sottomarino prodotto dai mezzi navali nell'area di dismissione offshore e le possibili interferenze sulla fauna marina. Per lo Scenario A di dismissione in sito non prevede impiego di mezzi navali o terrestri e dunque emissioni di rumore.
- Habitat marino: è stata considerata la possibile perdita di habitat dovuta a interventi sul fondale marino.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 15 di 23
--	------------------------	--	--------------------

- Contesto socioeconomico: sono stati valutati i possibili effetti delle attività di dismissione sull'attività di pesca, sul traffico marittimo e stradale, sulla gestione dei rifiuti e sulle attività subacquee presso eventuali relitti posti in prossimità dell'area di intervento, oltre alle attività al porto. È stato inoltre valutato l'impatto sull'indotto economico, in termini di livelli occupazionali prodotti.

I potenziali impatti sopra elencati sono stati valutati per ciascuno dei due scenari di dismissione ipotizzati, con lo scopo primario di individuare, laddove presenti, eventuali differenze in termini di significatività dell'impatto tra le due opzioni di dismissione.

4.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

I potenziali impatti sulla qualità dell'aria in ambiente marino sono attribuibili all'emissione di gas di scarico dai mezzi navali impiegati nelle attività di dismissione. Si considera che la flotta sia alimentata da motori alimentati da Marine Diesel Oil (MDO). Questo tipo di carburante rilascia come inquinanti atmosferici ossidi di azoto (NOX), ossidi di zolfo (SOX), monossido di carbonio (CO), particolato atmosferico (PM10) e, in tracce, composti organici volatili (COV).

Le principali emissioni in atmosfera sono dovute alle emissioni di NOX, CO, SO₂, e PM10 dai mezzi navali impiegati nelle attività di recupero delle condotte sottomarine.

Rispetto alle emissioni in atmosfera generate dai gas di scarico dei mezzi navali, le emissioni da generatori localizzati sulle navi risultano trascurabili. I mezzi navali coinvolti e la durata delle attività previsti per lo Scenario B di rimozione sono riportati nel capitolo precedente. Lo Scenario A di dismissione in sito delle condotte non prevede il coinvolgimento di mezzi navali e di conseguenza non prevede la generazione di alcuna emissione in atmosfera.

Una volta recuperate a mare, le condotte sottomarine verranno trasportate al porto prescelto per l'attività a terra (al momento non è identificato, per le valutazioni preliminari si considera lo stesso coinvolto in fase di costruzione, cioè Porto Empedocle). Qui le condotte verranno temporaneamente scaricate in un'apposita area in banchina e sottoposte a operazioni di lavaggio e taglio per poter essere poi conferite su camion per il trasporto a centri di smaltimento e/o riciclo opportunamente identificati.

I potenziali impatti sulla qualità dell'aria in ambiente terrestre sono attribuibili all'emissione di gas di scarico da mezzi pesanti (camion) impiegati nelle attività di trasporto dei rifiuti verso i centri di smaltimento e/o riciclo e ai mezzi adibiti alle operazioni di scarico e taglio delle condotte in banchina. Si considera l'impiego di mezzi pesanti di categoria Euro VI alimentati a diesel. Per le operazioni di carico e scarico saranno utilizzati forklift ed una gru di terra alimentati con motore diesel, oltre a generatori diesel. Il numero di movimentazioni di mezzi pesanti e la durata delle attività previsti per lo Scenario B di rimozione delle condotte sono riportati al capitolo precedente. Questo tipo di carburante rilascia come inquinanti atmosferici ossidi di azoto (NOX), particolato atmosferico (PM10), monossido di carbonio (CO), anidride solforosa (SO₂) e, in tracce, composti organici volatili (COV).

Lo Scenario A di dismissione in sito non prevede nessuna attività e pertanto nessuna emissione di inquinanti in atmosfera.

Inoltre, considerando che il combustibile utilizzato dai mezzi navali è Marine Diesel Oil (MDO), per lo Scenario B di rimozione sono previste anche emissioni di gas climalteranti, mentre lo Scenario A di dismissione in sito delle condotte non prevede nessuna attività e pertanto nessun consumo di combustibile e nessuna emissione di gas climalteranti

Tabella 4-1: Confronto Emissioni inquinanti in atmosfera

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	nessuna emissione di inquinanti in atmosfera	Opzione migliore =1
Scenario B (rimozione)	Emissione inquinanti in atmosfera (Nox, PM10, CO, SO2, COV, GHG)	Opzione peggiore=0

4.2 MOVIMENTAZIONE E RISOSPENSIONE DEI SEDIMENTI

Le attività di rimozione delle condotte sottomarine possono alterare le caratteristiche geomorfologiche del fondale e le caratteristiche chimico-fisiche dei sedimenti stessi. In particolare, è prevista la risospensione di sedimenti a seguito delle operazioni di dismissione delle strutture che comporteranno:

- La risospensione della frazione fine di sedimento nella colonna d'acqua (solidi sospesi);
- Il deposito di sedimenti fini sul fondale marino;
- La sedimentazione della frazione sabbiosa vicino al punto di rimozione (poco significativa dal punto di vista dell'impatto ambientale rispetto alla sedimentazione della frazione fine).

La movimentazione dei sedimenti dello strato superficiale del fondale marino potrà indurre un disturbo e una risospensione di sedimenti e dei possibili composti associati, quali sostanze nutritive o contaminanti eventualmente presenti. Ciò potrebbe portare ad un incremento dei livelli di torbidità e di concentrazione dei composti nella colonna d'acqua. I sedimenti sospesi dopo un certo tempo si ridepositano altrove. Alcuni tipi di sedimento hanno una generale tendenza alla sospensione per via della loro fine granulometria. La risospensione e dispersione dei sedimenti è meno marcata nelle aree a fondo sabbioso. Considerando le valutazioni eseguite nell'ambito delle attività di installazione, si può ritenere che le attività di movimentazione dei sedimenti date dalle attività previste dallo Scenario B, saranno comunque limitate nel tempo e nello spazio, e completamente reversibili.

Si ricorda che la dismissione in sito delle condotte sottomarine (Scenario A) non comporta interazione con il fondale marino in termini di movimentazione di sedimenti e di risospensione degli stessi.

Tabella 4-2: Confronto movimentazione e risospensione dei sedimenti

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuna movimentazione sedimenti, nessuna concentrazione solidi sospesi.	Opzione migliore =1
Scenario B (rimozione)	Movimentazione sedimenti, con aumento della torbidità (solidi sospesi)	Opzione peggiore=0

4.3 SCARICHI IDRICI IN MARE DAI MEZZI NAVALI

Durante le attività di dismissione, i soli scarichi idrici a mare (per lo Scenario B) saranno:

- Scarichi di reflui civili da parte dei mezzi navali di supporto alle operazioni che prevedono la presenza di personale a bordo (scarichi dei lavandini, WC e docce, cambusa);
- Scarichi delle acque di zavorra e di sentina, potenzialmente contenenti tracce di idrocarburi.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 17 di 23
--	------------------------	--	--------------------

Tali flussi possono introdurre piccole quantità di sostanze nutritive e materiale organico nelle acque aperte superficiali con buona ossigenazione e rimescolamento. Le acque grigie (provenienti da docce, bagni, lavabi e cucina) saranno sottoposte a disinfezione e trattamento prima dello smaltimento fuori bordo. Tutti gli scarichi a mare saranno gestiti in conformità alle normative vigenti (Legge 662/80 e Legge 438/82 e s.m.i., che recepiscono l'Allegato IV della Convenzione MARPOL 73/78), per ridurre l'impatto sulla qualità delle acque.

I sistemi di drenaggio raccoglieranno le acque provenienti dalle aree di lavaggio e di deposito. Insieme alle acque di sentina, queste confluiranno in un sistema di raccolta in cui l'effluente sarà trattato per essere poi scaricato in acqua con meno di 15 ppm di sostanza oleosa (conformemente all'Allegato I di MARPOL).

Come già ricordato, lo Scenario A di dismissione in sito delle condotte sottomarine non prevede il coinvolgimento di mezzi navali e quindi scarichi reflui a mare.

Per lo Scenario B di rimozione, i dati di letteratura [USEPA, novembre 2011. Graywater Discharges from Vessels] riportano una produzione di circa 150-170 litri/giorno di scarichi di reflui civili (es. scarichi dei lavandini, WC e docce) per ciascuna persona a bordo.

Tabella 4-3: Confronto scarichi idrici dai mezzi navali

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuno scarico a mare.	Opzione migliore =1
Scenario B (rimozione)	Scarichi a mare dai mezzi navali.	Opzione peggiore=0

4.4 ALTRI SCARICHI O RILASCI

La dismissione delle condotte in sito (Scenario A) potrebbe portare potenzialmente nel tempo a fenomeni di deterioramento quali:

- Dispersione di materiale di corrosione (ossidi di ferro) derivante dal deterioramento delle strutture in acciaio

Le condotte oggetto di valutazione saranno completamente interrato ad una profondità di circa di 1 m. Si sottolinea che le condotte saranno utilizzate solo per il trasporto di gas, e che saranno sottoposte a flussaggio per bonificare completamente le condotte da eventuali contaminanti e residui presenti nelle tubazioni. Inoltre, dopo le attività di flussaggio, le estremità delle condotte saranno chiuse nello scenario di dismissione in sito (Scenario A), pertanto si escludono impatti significativi a lungo termine dovuti al rilascio di eventuali sostanze dall'interno delle tubazioni o di metalli dalla loro corrosione. La potenziale generazione di ossidi di ferro derivante dal deterioramento delle strutture in acciaio non è comunque ritenuta dannosa per l'ambiente marino. Inoltre, i potenziali rilasci degli anodi saranno verificati da specifiche attività di monitoraggio previste all'interno del Piano di Monitoraggio del progetto.

Le condotte interrate saranno comunque anche rivestite da un rivestimento polietilene triplostrato (3-LPE: 3 layers polyethylene coating) dello spessore indicativamente di 3,5 mm; per le pipeline da 14", anche un rivestimento in calcestruzzo armato dello spessore compreso tra 40 e i 120 mm.

Le considerazioni precedentemente riportate non sono valide per lo Scenario B, che prevede la completa rimozione delle condotte.

Tabella 4-4: Confronto altri possibili rilasci

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Improbabili rilasci minori non significativi.	Opzione peggiore=0
Scenario B (rimozione)	Nessun rilascio possibile.	Opzione migliore =1

4.5 EMISSIONI SONORE

4.5.1 IN AMBIENTE SUBACQUEO

Durante le attività di dismissione, per lo scenario di rimozione delle condotte (Scenario B), verranno generate emissioni di rumore sottomarino dai motori e sistemi di posizionamento dei mezzi navali impiegati. Tali emissioni, seppur assimilabili alle emissioni generate dal traffico navale già presente nell'area di progetto, possono contribuire ad un incremento della rumorosità di fondo e, potenzialmente, generare un disturbo alla fauna marina, in particolare ai mammiferi marini.

Sulla base di quanto stabilito dalle *Linee Guida ISPRA per lo studio e la regolamentazione del rumore di origine antropica introdotto in mare e nelle acque interne (2011)* sono state individuate le soglie per l'analisi di possibili danni ai mammiferi marini:

- *Soglia comportamentale*: valore soglia di rumore capace di originare le prime significative risposte comportamentali (quali ad esempio allontanamento dall'area e antagonismo verso altri animali);
- *TTS – Temporary Threshold Shift*: valore soglia di rumore capace di originare perdita temporanea di sensibilità uditiva;
- *PTS – Permanent Threshold Shift*: valore soglia di rumore capace di originare perdita permanente di sensibilità uditiva.

Stante le attività previste ed i mezzi coinvolti, si prevede che le emissioni di rumore dei mezzi navali sino già di per sé inferiori ai livelli di rumore che causano impatti temporanei e permanenti sui mammiferi marini, ovvero 224 dB re 1 μ Pa (soglia TTS) e 230 dB re 1 μ Pa (soglia PTS). Pertanto, è ipotizzabile solamente un potenziale impatto comportamentale nelle immediate vicinanze delle sorgenti.

Lo Scenario A di dismissione in sito non prevede nessuna attività e pertanto nessuna emissione di rumore sottomarino.

Tabella 4-5: Confronto emissione sonora in ambiente subacqueo

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuno emissione di rumore sottomarino.	Opzione migliore =1
Scenario B (rimozione)	Emissione di rumore sottomarino con potenziale e limitato impatto (no superamenti TTP e PTS).	Opzione peggiore=0

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 19 di 23
--	------------------------	--	--------------------

4.5.2 IN AMBIENTE TERRESTRE

I possibili impatti sul clima acustico a terra generati durante le attività di dismissione (per le attività connesse allo Scenario B) riguardano le emissioni di rumore dovute ai mezzi impegnati nelle attività di smantellamento delle condotte presso l'area di cantiere, ovvero la gru di terra, forklift e generatore Diesel ed ai mezzi di trasporto terrestre (camion) utilizzati per le operazioni di smaltimento rifiuti. La movimentazione di mezzi pesanti lungo le arterie stradali potrebbe generare un incremento dei livelli di rumore di fondo, con conseguente disturbo alle aree localizzate in prossimità delle vie di trasporto.

È tuttavia opportuno ricordare che l'area portuale è già normalmente interessata da traffico di mezzi pesanti e che inoltre, non è previsto un numero di movimentazioni giornaliere tale da influire in maniera rilevante sull'attuale clima acustico dell'area. Non si prevedono quindi impatti significativi generati dalle emissioni di rumore da traffico indotto.

Lo Scenario A di dismissione in sito delle condotte sottomarine non prevede nessuna attività e pertanto nessuna emissione di rumore.

Tabella 4-6: Confronto emissione sonora in ambiente terrestre

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuna emissione di rumore terrestre.	Opzione migliore =1
Scenario B (rimozione)	Emissione di rumore terrestre con limitato impatto.	Opzione peggiore=0

4.6 PERDITA DI HABITAT NATURALE

Le attività di rimozione delle condotte sottomarine (Scenario B) potrebbero comportare una perdita di habitat naturale in relazione a possibili danni alle specie bentoniche e alle biocenosi limitrofe generati dalla ri-sospensione di sedimenti.

Essendo le condotte completamente interrato, non è invece prevista una perdita di biodiversità connessa ad eventuali bioconcrezioni (es. mitili) che avrebbero potuto insediarsi su strutture appoggiate al fondale.

Anche la non rimozione delle condotte (Scenario A) potrà portare ad una perdita a lungo termine di habitat, dovuta all'occupazione del fondale marino da parte delle strutture lasciate in sito che, seppure interrate, potrebbero alterare nel lungo termine le caratteristiche del fondale ed impedire il ripristino naturale dell'habitat sedimentario caratteristico dell'area di studio. Tale impatto è comunque limitato alla sola superficie al di sotto delle condotte.

Tabella 4-7: Confronto perdita di habitat naturale

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Area occupata dalle condotte non rimosse (seppure interrate).	Opzione peggiore=0
Scenario B (rimozione)	Nessuna area di fondale marino occupata a lungo termine.	Opzione migliore=1

4.7 RIFIUTI SOLIDI E NECESSARIO SMALTIMENTO

Le attività di rimozione delle condotte (Scenario B) genereranno produzione di rifiuti solidi, prevalentemente tubazioni metalliche (acciaio al carbonio), plastico delle condotte (polietilene) e calcestruzzo. Tutti i rifiuti prodotti saranno trasportati e smaltiti presso opportuni centri di smaltimento e/o riciclo; in particolare si stima che i materiali metallici (con parte del calcestruzzo) saranno riciclati, mentre i materiali plastici e la restante parte del calcestruzzo saranno smaltiti.

Lo Scenario A non genera la produzione di rifiuti riciclabili in quanto tutte le condotte è previsto vengano lasciate in sito.

Tabella 4-8: Confronto produzione rifiuti riciclabili

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuno recupero di rifiuti riciclabili.	Opzione peggiore=0
Scenario B (rimozione)	Recupero di rifiuti riciclabili	Opzione migliore =1

Tabella 4-9: Confronto produzione rifiuti non riciclabili

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuno produzione di rifiuti non riciclabili	Opzione migliore =1
Scenario B (rimozione)	Produzione di rifiuti non riciclabili	Opzione peggiore=0

4.8 DISTURBO ALLE ATTIVITÀ ANTROPICHE A MARE

Lo Scenario B prevede potenziali interferenze con il traffico marittimo e con le altre attività antropiche a mare (pesca, attività subacquea, ecc.), data la presenza di mezzi navali che limiterebbero, seppur solo temporaneamente, le aree utilizzabili.

Lo Scenario A non andrà a generare alcuna interferenza col traffico marittimo e con le altre attività antropiche (pesca, attività subacquea, ecc.) dato che non prevede l'utilizzo di mezzi navali e che le condotte che saranno dismesse in sito sono condotte completamente interrato per tutta la loro lunghezza, per cui non si ravviserebbero interferenze a lungo termine con le attività di pesca a strascico per entrambi gli scenari di dismissione.

Tabella 4-10: Confronto disturbo alle attività antropiche a mare

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuno potenziale interferenza.	Opzione migliore=1
Scenario B (rimozione)	Potenziale interferenza.	Opzione peggiore =0

4.9 GENERAZIONE DI INDOTTO ECONOMICO

Le attività di dismissione delle condotte sottomarine genereranno un impatto sull'indotto economico in termini occupazionali, dovuto all'impiego di lavoratori per le attività a mare e a terra, mentre lo Scenario A di dismissione in sito non prevede nessuna attività e pertanto non verranno impiegati lavoratori.

Tabella 4-11: Confronto indotto economico

Opzione	Indicatore	Valutazione
Scenario A (dismissione in sito)	Nessuno potenziale indotto economico.	Opzione peggiore =0
Scenario B (rimozione)	Potenziale aumento indotto per attività dismissione e gestione materiali e rifiuti	Opzione migliore=1

5 CONCLUSIONI

Di seguito si riassumono le valutazioni associate a ciascuno scenario di dismissione per i criteri analizzati.

Tabella 5-1: Confronto scenari

Criterio	Valutazione: Opzione peggiore=0 Opzione migliore=1	
	Scenario A (dismissione in sito)	Scenario B (rimozione)
Emissioni in atmosfera	1	0
Movimentazione e ri-sospensione dei sedimenti	1	0
Scarichi idrici da mezzi navali	1	0
Altri scarichi e rilasci	0	1
Emissioni sonore in ambiente subacqueo	1	0
Emissioni sonore in ambiente terrestre	1	0
Perdita di habitat naturale	0	1
Rifiuti solidi riciclabili	0	1
Rifiuti solidi non riciclabili	1	0
Disturbo attività antropiche a mare	1	0
Generazione indotto	0	1

Dall'analisi sopra riassunta emerge che lo Scenario A (dismissione in sito) sia uno scenario migliore per i seguenti criteri:

- Emissioni in atmosfera;
- Movimentazione e risospensione dei sedimenti;
- Scarichi idrici da mezzi navali;
- Emissioni sonore in ambiente subacqueo;
- Emissioni sonore in ambiente terrestre;
- Rifiuti solidi non riciclabili;
- Disturbo attività antropiche a mare.

Mentre lo Scenario B (rimozione) risulta un'opzione migliore per i seguenti criteri:

- Altri scarichi e rilasci;
- Perdita di habitat naturale;
- Rifiuti solidi riciclabili;
- Generazione indotto.

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 23 di 23
--	------------------------	--	--------------------

Lo Studio qui presentato fornisce la Valutazione Comparativa dei possibili impatti, in termini ambientali e socioeconomici, relativi agli scenari di dismissione delle condotte, al fine di supportare il processo decisionale di scelta della migliore opzione di dismissione rispetto ai criteri identificati. La valutazione ha permesso di confrontare un'opzione di dismissione rispetto ad un'altra, e di evidenziare gli elementi, ambientali e/o socioeconomici, che supportino la preferenza di un'opzione di dismissione rispetto ad un'altra.

La valutazione effettuata è stata eseguita senza assegnare pesi relativi ai diversi criteri analizzati, e considerando anche alcuni impatti non significativi o solamente potenziali.

I risultati della valutazione hanno individuato, sulla base dei criteri ambientali e socioeconomici identificati, nello Scenario A l'opzione di dismissione "migliore".

Tale valutazione è stata effettuata sulla base della situazione ambientale attuale e sulle conoscenze attuali del progetto.

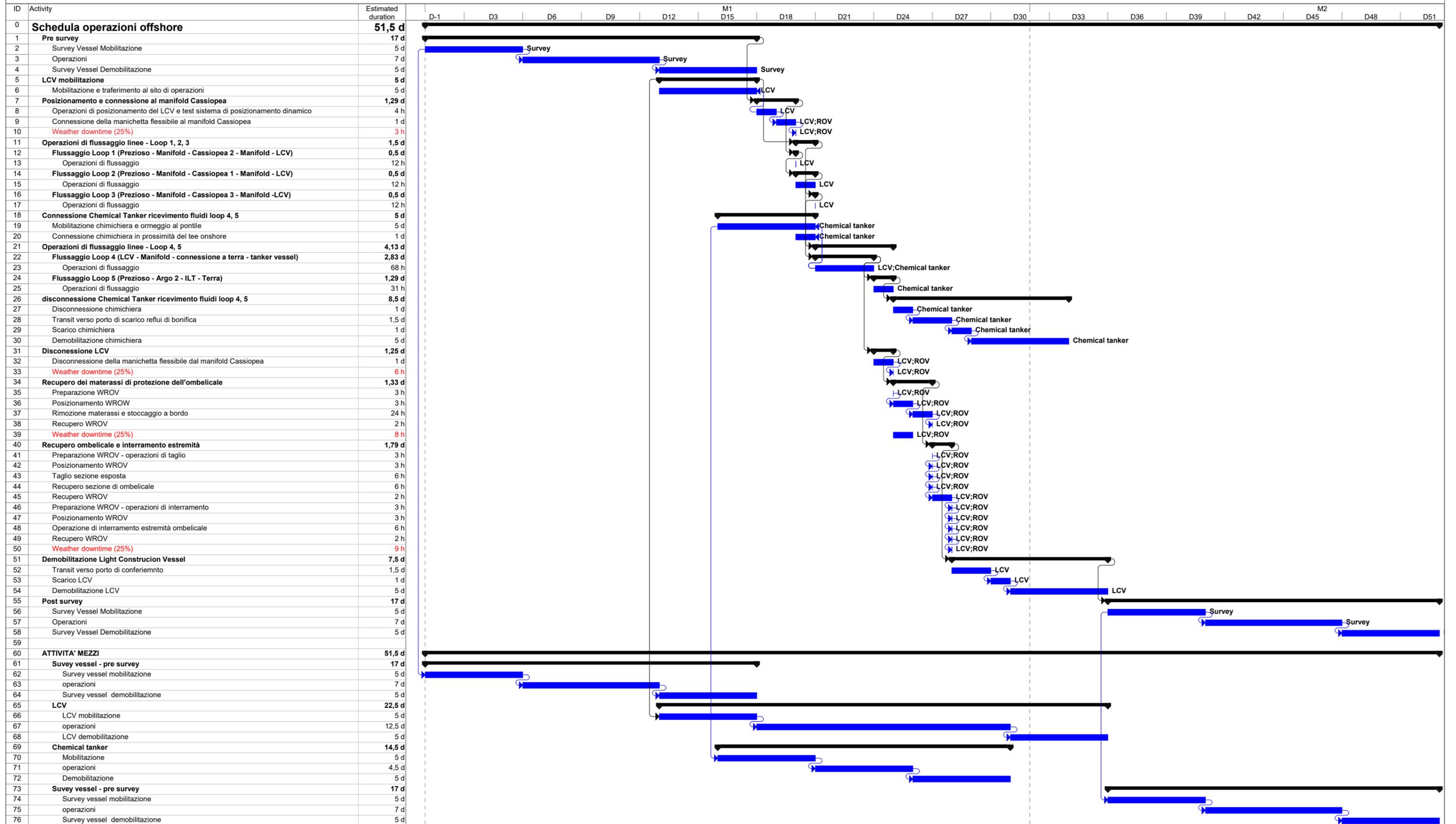
Si sottolinea la volontà di Enimed a rivalutare le modalità di intervento sopra indicate in base agli esiti delle attività di monitoraggio pre-decomissioning previste e descritte nel documento *NOTA TECNICA A SUPPORTO DELLA RICHIESTA DI CUI ALLA PRESCRIZIONE A.18. REV.02 (DEC. VIA/AIA N.149/14 ALLEGATO 1)* - DOC 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047; rendendosi disponibile fin da ora a dismettere tutte le componenti (impiantistiche, opere civili, ecc..) del progetto Cassiopea, qualora necessario, in linea con gli standard internazionali, le best practice e le migliori tecnologie disponibili.

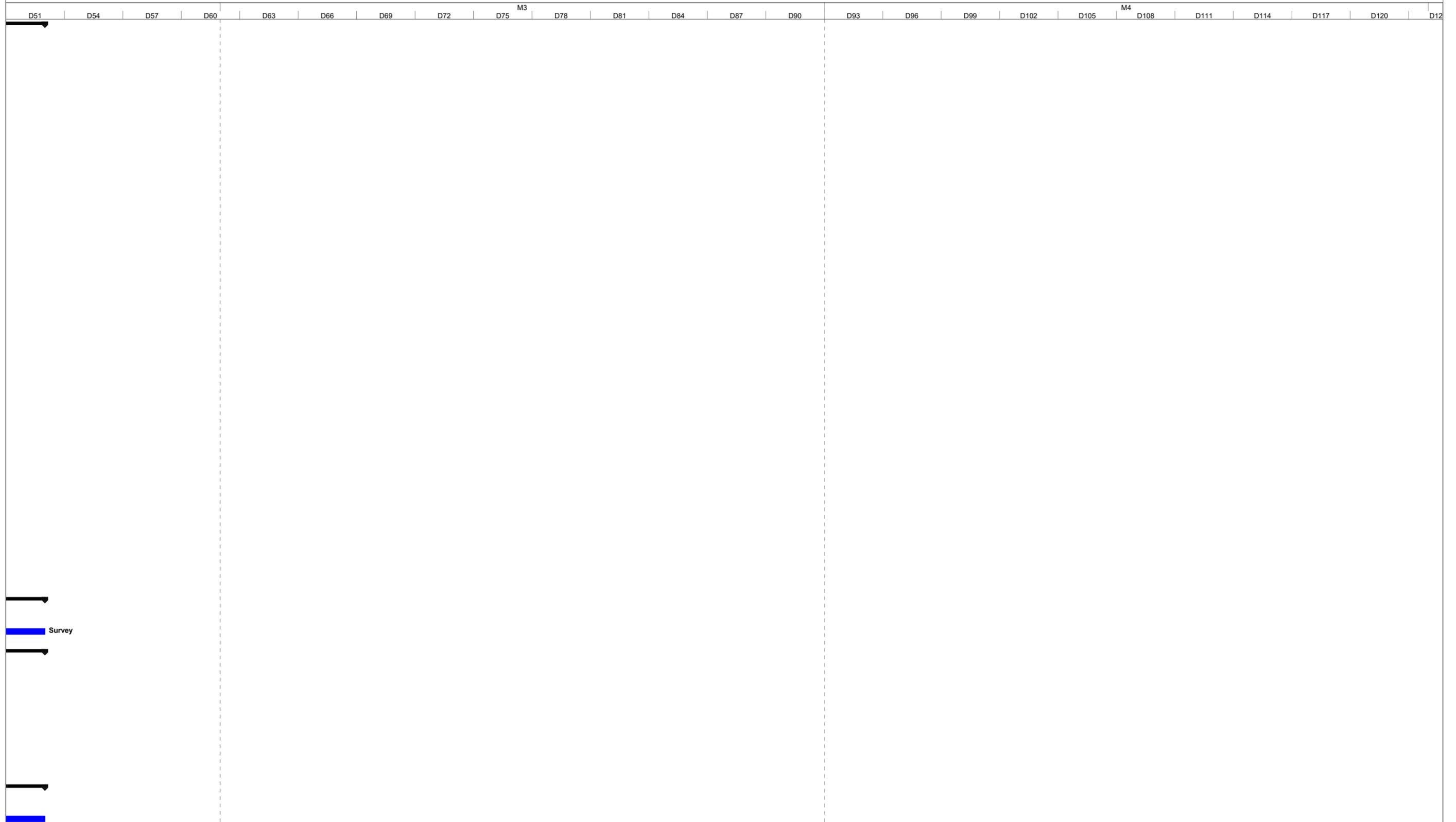
 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 84 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Allegato 2

“SCHEDULA ATTIVITA’ OFFSHORE – DECOMMISSIONING CONDOTTE E OMBELICALE”

SCHEDULA ATTIVITA' OFFSHORE – Bonifica linee/ombelicali e rimozione tratto esposto dell'ombelicale



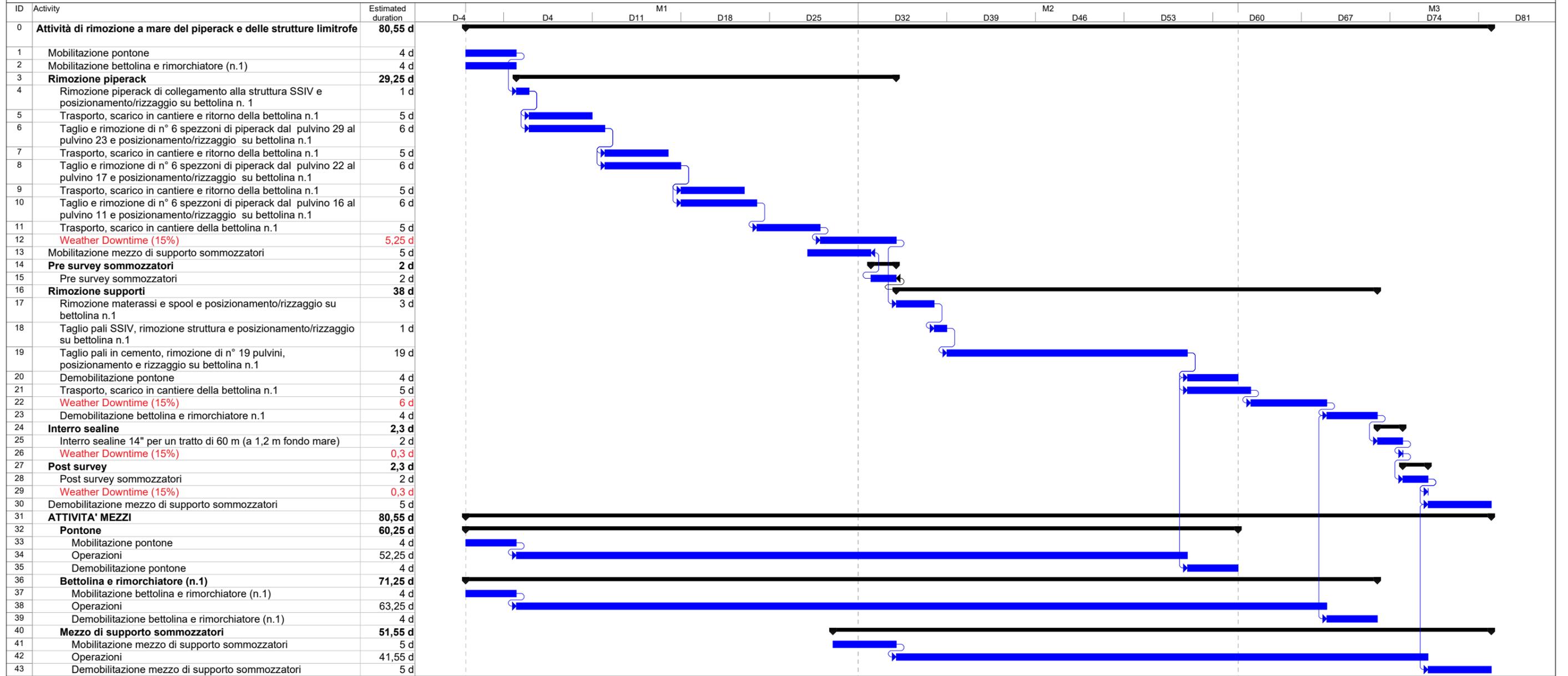


 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 85 di 86
--	------------------------	--	--------------------

Allegato 3

“SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Fase N°1”

SCHEDULA RIMOZIONE PIPERACK – Campagna a mare



SCHEDULA RIMOZIONE PIPERACK – Campagna a mare

D81	D88	D95	D102	M4	D109	D116	D123	D130	M5	D137	D144	D151	D158	M6	D165	D172	D179	D186	D193	M7	D2	

 Enimed	Data maggio 2023	Doc. N° 000505_DV_EX_TCN_ENI_ENT_0047	Pagina 86 di 86
---	------------------------	--	--------------------

Allegato 4

“SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Fase N°2”

SCHEDULA RIMOZIONE PONTILE – Campagna a terra

ID	Activity	Estimated duration	Week 1							Week 2							Week 3							Week 4							Week 5						
			T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W	T	F	S	S	M	T	W
0	Attività di rimozione a terra	33 d	[Gantt bar for activity 0]																																		
1	Mobilizzazione gru cingolata, cantiere e attrezzature	5 d	[Gantt bar for activity 1]																																		
2	Montaggio gru cingolata	4 d	[Gantt bar for activity 2]																																		
3	Taglio spezzoni di piperacks e tubazione	11 d	[Gantt bar for activity 3]																																		
4	Rimozione con gru cingolata di n° 7 di piperacks	7 d	[Gantt bar for activity 4]																																		
5	Rimozione con gru cingolata di tratti di tubazione	3 d	[Gantt bar for activity 5]																																		
6	Taglio e rimozione pulvini e supporti in cemento armato a terra	2 d	[Gantt bar for activity 6]																																		
7	Taglio e rimozione pulvini e supporti in cemento armato a mare	6 d	[Gantt bar for activity 7]																																		
8	Trasporto all'area di demolizione dei tratti di piperacks, di tubazione e dei supporti/pulvini	18 d	[Gantt bar for activity 8]																																		
9	Smontaggio gru cingolata	4 d	[Gantt bar for activity 9]																																		
10	Demobilizzazione cantiere e gru cingolata	5 d	[Gantt bar for activity 10]																																		