

Doc. SIME_AMB_05_139

Interventi di ottimizzazione del Progetto
Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea

**Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente
nella configurazione marina ante-operam
Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA
n.°149/14**

aprile 2020

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Progetto di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 2 of 38</p>
--	---------------------------------	--	-------------------------

Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea

Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14

	 		
	<p>L. Ponziani A. Cuzzola</p>	<p>P. Pucillo</p>	<p>G. Liberto</p>
	<p>Elaborato</p>	<p>Verificato</p>	<p>Approvato</p>

--	--	--	--	--	--
00	Emissione	Wood E&IS GmbH			aprile 2020
REV.	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 3 of 41</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------

INDICE

1	INTRODUZIONE	7
1.1	STRUTTURA DEL DOCUMENTO.....	7
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO "OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA".....	8
2.1	INTERVENTI PREVISTI IN AREA OFFSHORE	9
2.2	INTERVENTI PREVISTI IN AREA SHORE APPROACH	11
2.3	INTERVENTI PREVISTI IN AREA ONSHORE	13
3	QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO PER LE ATTIVITA' DI DISMISSIONE	17
3.1	LEGISLAZIONE ITALIANA	17
3.2	TRATTATI, CONVENZIONI E PROTOCOLLI INTERNAZIONALI	18
3.3	GESTIONE DEI RIFIUTI NELL'AMBITO DELLE ATTIVITÀ DI DECOMMISSIONING	19
4	ATTIVITA' DI DECOMMISSIONING E RIPRISTINO AMBIENTALE	21
4.1	INTERVENTI DI DISMISSIONE	22
4.1.1	AREA OFFSHORE	22
4.1.1.1	CHIUSURA MINERARIA E ABBANDONO DEI POZZI.....	22
4.1.1.2	OPERAZIONI DI FLUSSAGGIO DELLE CONDOTTE E DEGLI OMBELICALI	23
4.1.2	AREA SHORE APPROACH	26
4.1.2.1	FASE 1.....	28
4.1.2.2	FASE 2.....	29
4.1.3	AREA ONSHORE	30
4.2	INTERVENTI DI RIPRISTINO AMBIENTALE	32
4.2.1	RIPRISTINO IN AREA OFFSHORE.....	33
4.2.2	RIPRISTINO IN AREA SHORE APPROACH	33
4.2.3	RIPRISTINO IN AREA ONSHORE	34
5	GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI E DI SALUTE E SICUREZZA CONNESSI CON LE ATTIVITA' DI DECOMMISSIONING	35
5.1	GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI	35
5.1.1	FLUSSI DI MATERIALI	35
5.1.2	PREVENZIONE DELLA CONTAMINAZIONE DEL SOTTOSUOLO.....	35
5.1.3	CONTENIMENTO DELL'IMPATTO ACUSTICO	36
5.1.4	LIMITAZIONE DELLE VIBRAZIONI INDOTTE DAI LAVORI.....	36
5.2	GESTIONE DEGLI ASPETTI DI SALUTE E SICUREZZA.....	36
6	STIMA DEI COSTI E TEMPISTICHE	39
6.1	DEFINIZIONE DELLE VOCI DI COSTO	39
6.2	LIMITI E ASSUNZIONI	39
6.3	STIMA DETERMINISTICA DEI COSTI DI DECOMMISSIONING.....	40
6.4	STIMA DETERMINISTICA DEI COSTI DI RIPRISTINO.....	41

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 4 of 41</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------

Elenco delle Figure

Figura 2-1: Configurazione schematica dell'area di progetto	9
Figura 2-2: Tracciato della condotta in progetto ed ubicazione dei pozzi Cassiopea 1, Cassiopea 2, Cassiopea 3 e Argo 2	10
Figura 2-3: Esempio di SSIV (Sub Sea Isolation Valve) e relativa struttura di supporto.....	11
Figura 2-4: Stato attuale della "Trave-tubo" e del pontile.....	12
Figura 2-5: A sinistra stato attuale della struttura, a destra Rendering della struttura in carpenteria metallica di supporto per la condotta di trasporto idrocarburi diametro 14".....	13
Figura 2-6: Planimetria impianto trattamento gas onshore, con sezione delle strutture impiantistiche previste (estratto tratto da 0821-70 CASSIOPEA ONSHORE PLANT, Eni).....	15
Figura 2-7: Planimetria area trappola (estratto tratto da 082190DTDG46200_EXDE00_01, Eni)	16
Figura 2-8: Percorso della condotta Onshore nell'area della raffineria di Gela	16
Figura 4-1: Cicli di sufflaggio (Loop) previsti nelle condotte offshore	26
Figura 4-2: Rimozione dello shore approach.....	28
Figura 4-3: Schema di flussaggio della condotta onshore	31
Figura 4-4: Esempio di Piantumazione di Ammophila (Focene, foto F. Converio, 2002 – Ripristino degli ecosistemi marino-costieri con tecniche di ingegneria naturalistica).....	34

Elenco delle Tabelle

Tabella 2-1: Lunghezze delle condotte Offshore e ombelicali.....	11
Tabella 6-1: Stima deterministica dei costi di dismissione	40

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 5 of 41</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------

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

 <p data-bbox="379 212 528 309">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 219 735 271">Data aprile 2020</p>	<p data-bbox="778 114 1267 210">Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p data-bbox="786 226 1262 369">Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p data-bbox="1315 208 1402 277">Page 6 of 41</p>
--	---	---	---

Piping	Tubature di collegamento tra le apparecchiature facenti parte dell'impianto
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

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 7 of 41</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------

1 INTRODUZIONE

Il presente progetto è stato redatto con lo scopo di ottemperare alle disposizioni di cui alla prescrizione 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. Decreto VIA/AIA n. 149 che ha ricevuto proroga di validità con Decreto n.364 del 27/12/2019.

La suddetta prescrizione prevede che:

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.

Il presente documento costituisce pertanto il Piano di Dismissione e ripristino ambientale, sia onshore che offshore, inerente alle attività di dismissione previste a seguito della fine delle attività di estrazione del gas dai campi Argo e Cassiopea, in accordo con la legislazione vigente.

Rimangono escluse dal qui presente piano di dismissione tutte le attività, e i relativi costi, di dismissione della Piattaforma Prezioso e della strumentazione installata su di essa, in quanto già valutati in fase di installazione della stessa piattaforma e pertanto non oggetto della presente prescrizione.

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;
- *Quadro normativo di riferimento per le attività di decommissioning* (Capitolo 3): in cui si riporta una sintesi del quadro legislativo del settore di riferimento;
- *Attività di dismissione e ripristino ambientale* (Capitolo 4): in cui sono descritte le attività di dismissione e ripristino ambientale previste;
- *Gestione degli aspetti ambientali e di salute e sicurezza connessi con le attività di decommissioning* (Capitolo 5) 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 7): in cui si riporta una sintesi dei costi / tempistiche associati alle attività di dismissione e ripristino ambientale.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 8 of 41</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------

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

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

Obiettivo principale del progetto “Offshore Ibleo” è lo sfruttamento delle risorse in modo efficiente e senza impatti negativi sull’ambiente, per un periodo indicativo di 20 anni; giacimenti offshore che si trovano all’interno della Istanza di Concessione di Coltivazione “d3G.C-.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 in ambito offshore, shore approach e all’interno del sito Multifunzionale Eni di Gela; 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 ai documenti:

- *Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea - Doc. SIME_AMB_01_18 (Amec Foster Wheeler, Dicembre 2016).*
- *Studio di Impatto Ambientale Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea - Pozzi Esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, 2011.*

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 9 of 41</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------

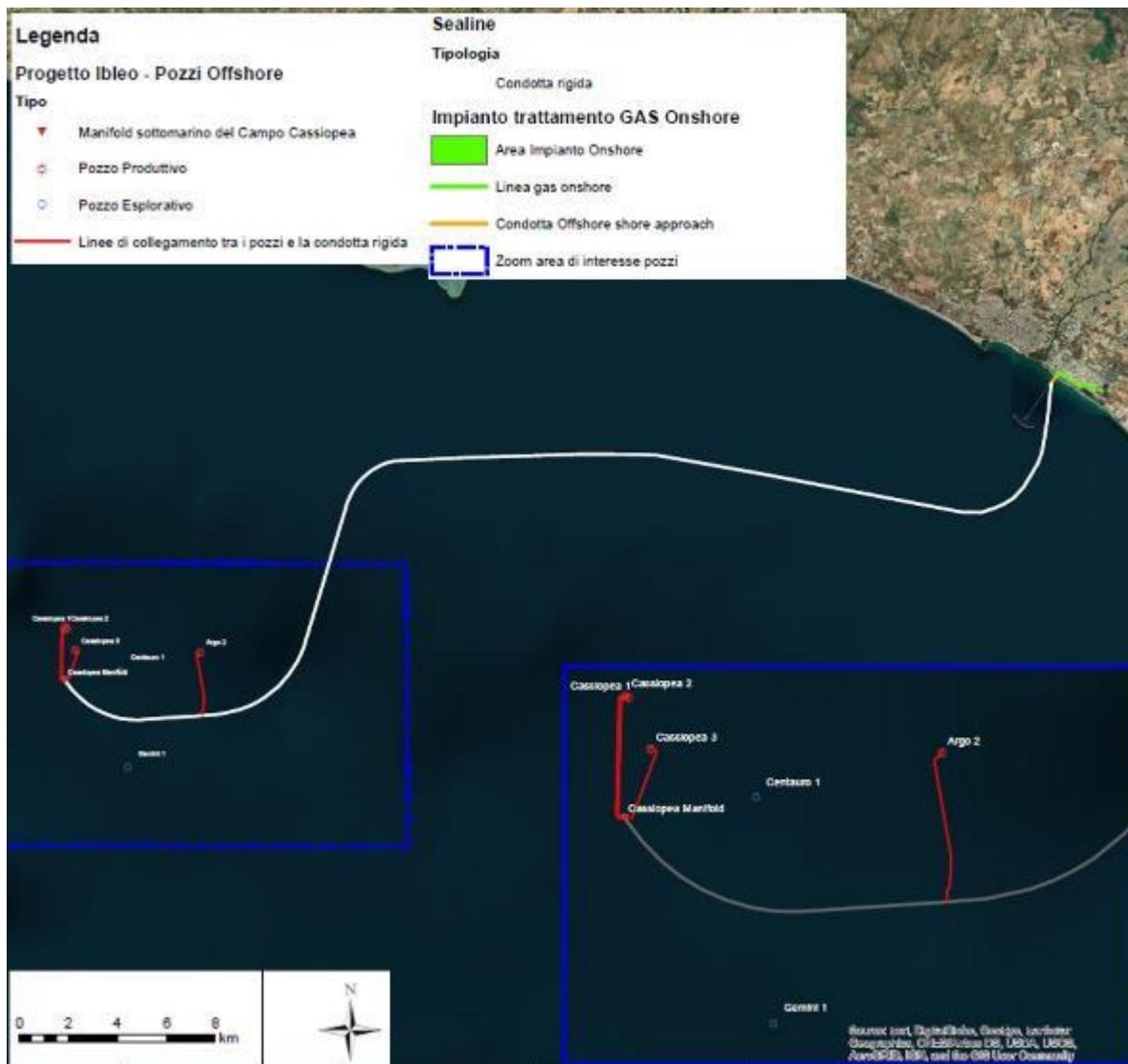


Figura 2-1: Configurazione schematica dell’area di progetto

2.1 INTERVENTI PREVISTI IN AREA OFFSHORE

Per quanto riguarda le opere offshore (Figura 2-2) si prevede la realizzazione di:

- n. 4 pozzi sottomarini produttori, di cui n.1 per il Giacimento “Argo” (pozzo Argo 2 - da completare per la produzione) e n. 3 pozzi per il Giacimento di “Cassiopea” (pozzi Cassiopea 1 Dir – da completare per la produzione, Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3 da perforare “ex novo”). Ciascun Pozzo verrà completato con croci di produzione orizzontali dotate di struttura di protezione integrata.
- Una condotta rigida, di diametro pari a 14”, che collega il Manifold del campo “Cassiopea” con l’approdo onshore. Questa condotta posata con operazione di post-trenching, si svilupperà per una lunghezza totale di circa 60 km e attraversa profondità variabili tra circa 670 m e 4 m.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 10 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

- ombelicali di collegamento tra:
 - il pozzo sottomarino Argo 2 con il Manifold sottomarino di raccolta della produzione del campo "Argo" (SDU);
 - il Manifold sottomarino di raccolta della produzione del campo "Cassiopea" con la Piattaforma Prezioso seguendo la traccia della condotta rigida.

Complessivamente gli ombelicali si sviluppano per una lunghezza di circa 45 km (Tabella 2-1) e attraversano profondità comprese tra 660 m, in corrispondenza del Manifold Cassiopea, e 40 m, in corrispondenza della Piattaforma Prezioso.

- flexible flowlines (linee flessibili) di collegamento tra i 3 pozzi Cassiopea 1 Dir, 2 Dir e 3 con il Manifold sottomarino di raccolta della produzione del campo "Cassiopea". Complessivamente le flexible flowline si sviluppano per circa 11 km (Tabella 2-1) e attraversano profondità comprese tra 660 m, in corrispondenza del Manifold Cassiopea, e 550 m, in corrispondenza del pozzo Argo 2.
- installazione presso la piattaforma esistente "Prezioso" delle:
 - unità per l'iniezione del glicol-etilenico nel flusso gassoso estratto per la prevenzione della formazione degli idrati;
 - unità necessarie al controllo dei pozzi sottomarini e del collegamento al collettore di blow down di piattaforma per eventuale depressurizzazione manuale della linea di trasporto gas.

Si precisa inoltre che:

- L'ombelicale sarà dotato di linee di servizio che collegheranno tutti i Pozzi ed il Manifold Cassiopea.
- La condotta da 14" per il trasporto idrocarburi terminerà con una SSIV (Sub Sea Isolation Valve) installata su una struttura ancorata a fondo mare (Figura 2-3).

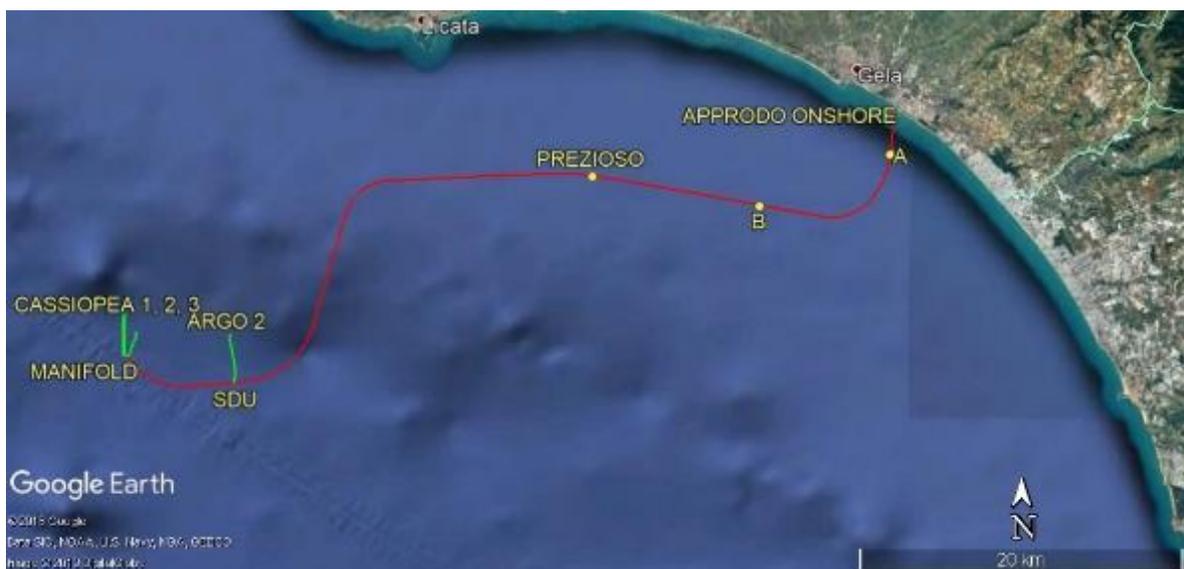


Figura 2-2: Tracciato della condotta in progetto ed ubicazione dei pozzi Cassiopea 1, Cassiopea 2, Cassiopea 3 e Argo 2

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 11 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

Tabella 2-1: 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

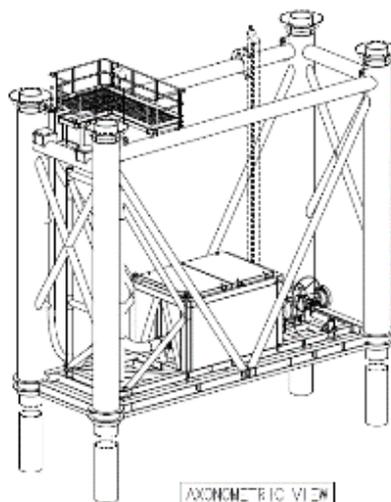


Figura 2-3: Esempio di SSIV (Sub Sea Isolation Valve) e relativa struttura di supporto

2.2 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 da 14” di trasporto del gas.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 12 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

Nello specifico si prevede di utilizzare la struttura della esistente condotta in cemento armato lato pontile di Raffineria su cui posare parte della pipeline da 14” nel suo tratto terminale fino a terra.

Una volta sulla terraferma, la condotta eseguirà alcune curve a 90 gradi (loop di espansione) necessarie all’assorbimento delle dilatazioni termiche e delle sollecitazioni meccaniche della stessa ed entrerà quindi all’interno dell’area trappola propriamente detta, necessaria alle ispezioni periodiche della linea di trasporto gas.

Le attività di adeguamento sopra citate interesseranno solo una porzione dell’area di circa 250m (identificata come “Tratto 1”), mentre la rimanente porzione (identificata come “Tratto 2”) non sarà impattata (Figura 2-4).



Figura 2-4: Stato attuale della “Trave-tubo” e del pontile

Nello specifico tale struttura sarà interessata dalle seguenti attività:

- nel Tratto 1:
 - rimozione della “Trave-tubo” 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”.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 13 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------



Figura 2-5: A sinistra stato attuale della struttura, a destra Rendering della struttura in carpenteria metallica di supporto per la condotta di trasporto idrocarburi diametro 14”

2.3 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) di tutte le componenti necessarie per il trattamento e la commercializzazione del gas metano, precedentemente previste sulla piattaforma Prezioso K (non più prevista).

L’impianto (Figura 2-6) 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 costituita da due treni 2x100% in parallelo, i cui motori primi saranno alimentati elettricamente;
- 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: 21.16m, Profondità: 52.06m e Altezza: 8.32m), che ospiterà i seguenti locali:
 - Sala tecnica di strumentazione;

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 14 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

- Sala quadri;
- Locale batterie;
- Locale cavi;
- Sala Meeting.

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

Su terraferma sarà inoltre prevista:

- la realizzazione di un'opera lineare trappola temporanea di lancio e ricezione pig (Figura 2-7), in prossimità dell'ingresso in terraferma della sealine. La funzione di questa unità sarà fornire le appropriate apparecchiature per garantire le operazioni di pulizia e ispezione ("pigging") della pipeline da 14". La stessa sarà ubicata a Est del tratto finale della trave tubo lato pontile di Raffineria ed il suo utilizzo non sarà continuativo, ma avverrà soltanto in caso di necessità.
- la posa di una condotta da 16" per una lunghezza di 2,5 Km, necessaria a trasportare il gas prelevato offshore all'impianto di trattamento. Tale pipeline si svilupperà, dalla radice della condotta in cemento armato sino all'area del nuovo impianto (Figura 2-8), sarà poggiata su un sistema di plinti, in modo da non interferire con il terreno sottostante. Verranno in parte sfruttate strutture di sostegno e tracciati già esistenti nell'area della Raffineria.



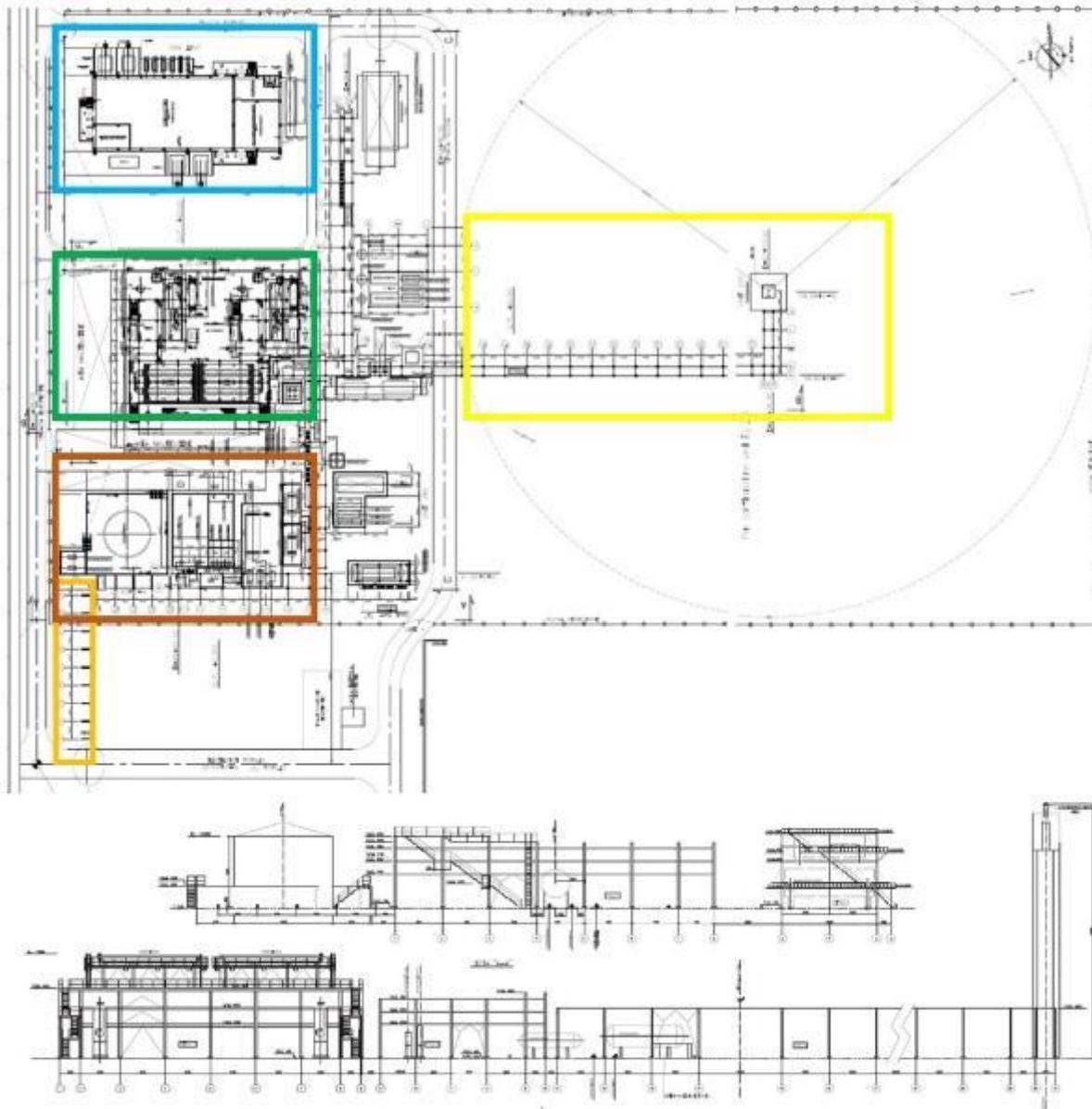
Eni S.p.A.
Distretto
Meridionale

Data
aprile 2020

**Interventi di ottimizzazione del
Progetto Offshore Ibleo – Campi
Gas Argo e Cassiopea**

**Piano di dismissione e ripristino
dell'ambiente nella configurazione
marina ante-operam - Prescrizione
A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA
n.°149/14**

Page
15 of
41



LEGENDA

- | | |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Pipeline in ingresso all'impianto | Unità di disidratazione |
| Edificio in calcestruzzo | Area torcia |
| Unità di compressione | |

Figura 2-6: Planimetria impianto trattamento gas onshore, con sezione delle strutture impiantistiche previste (estratto tratto da 0821-70 CASSIOPEA ON-SHORE PLANT, Eni)



Eni S.p.A.
Distretto
Meridionale

Data
aprile 2020

Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea

**Piano di dismissione e ripristino
dell'ambiente nella configurazione
marina ante-operam - Prescrizione
A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA
n.°149/14**

Page
16 of
41

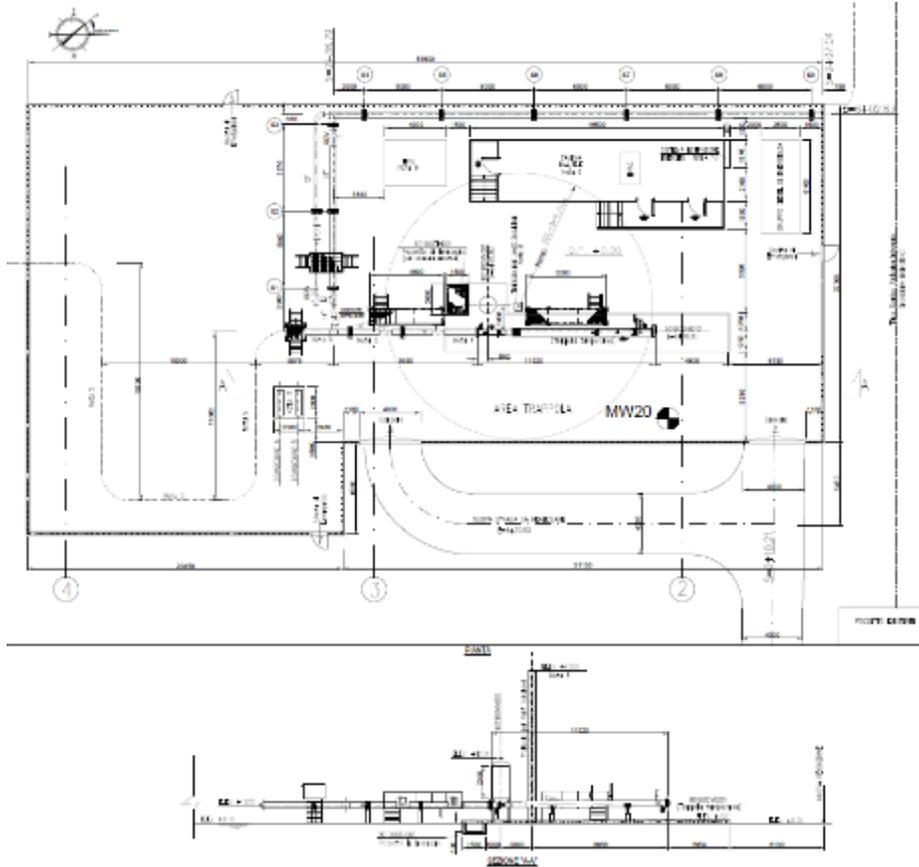


Figura 2-7: Planimetria area trappola (estratto tratto da 082190DTDG46200_EXDE00_01, Eni)

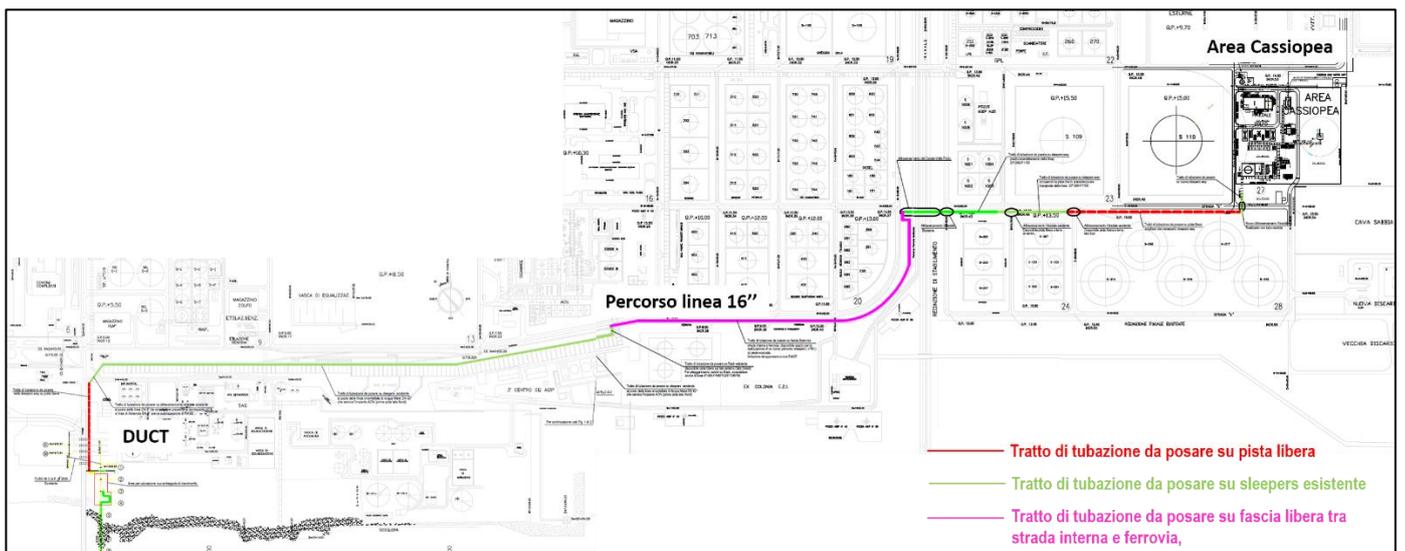


Figura 2-8: Percorso della condotta Onshore nell'area della raffineria di Gela

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 17 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

3 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.

Si evidenzia che nel corso dell'effettuazione dei lavori di dismissione verrà applicata la normativa più stringente che sarà in vigore all'epoca.

3.1 LEGISLAZIONE ITALIANA

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

- 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 - 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;*

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 18 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

- *Articolo 15 - Comunicazione di operazioni di pozzo e relative informazioni.*
- 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.

3.2 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

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 19 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

su una valutazione iniziale, sulla definizione del buono stato ambientale, sull'individuazione dei traguardi ambientali e sull'istituzione di programmi di monitoraggio.

- 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.

3.3 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 s.m.i. - 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).

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 20 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

- 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.
- 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.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 21 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

4 ATTIVITA' DI DECOMMISSIONING E RIPRISTINO AMBIENTALE

Il presente capitolo, così come richiesto dalla prescrizione A18, descrive le attività di dismissione e ripristino ambientale proposte per il Progetto Offshore Ibleo - Campi Gas Argo e Cassiopea.

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

- attività preliminari e di bonifica industriale;
- attività di smantellamento e demolizione delle opere presenti;
- attività di ripristino dell’ambiente

e riguarderanno sia le opere onshore che offshore, sulla base di:

- principi precauzionali;
- le migliori tecniche disponibili e le migliori pratiche in materia ambientale;
- la limitazione della produzione dei rifiuti;
- la sicurezza di tutto il personale coinvolto nelle attività di Dismissione;
- la fattibilità tecnica dei lavori di Dismissione;

Nei successivi paragrafi sono descritte in dettaglio le attività di dismissione (*Paragrafo 4.1*) previste per le aree offshore, shore approach e onshore e le attività di ripristino ambientale finale dei luoghi (*Paragrafo 4.2*).

Si precisa che tutte le quantità indicate sono stimate sulla base delle caratteristiche dimensionali del progetto in realizzazione e delle metodiche di intervento oggi applicabili con le tecnologie disponibile. Eventuali modifiche potranno essere apportate, con un aggiornamento del presente documento, all’atto della chiusura degli impianti sulla base delle tecnologie che saranno disponibili all’epoca e di eventuali modifiche/varianti impiantistiche nel frattempo occorse.

All’epoca della dismissione si dovrà quindi procedere ai seguenti step operativi:

- eventuale predisposizione di un Piano di Dismissione aggiornato, sulla base delle possibili nuove tecnologie eventualmente disponibili all’epoca piuttosto che di modifiche nel frattempo occorse agli impianti e infrastrutture oggetto del progetto di prossima realizzazione;
- conseguente ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità;
- sviluppo del Progetto esecutivo di dettaglio, eventualmente con il supporto di fornitori specializzati precedentemente individuati;
- bonifica e chiusura mineraria di pozzi e condotte e completamento in genere della dismissione delle opere onshore e offshore;
- predisposizione di un report finale al termine dei lavori.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 22 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

4.1 INTERVENTI DI DISMISSIONE

4.1.1 AREA OFFSHORE

Gli interventi di dismissione per le opere offshore consisteranno in:

- chiusura mineraria ed abbandono dei pozzi;
- operazioni di flussaggio delle condotte e degli ombelicali;
- rimozione della sezione di ombelicale e dei relativi materassi di protezione.

Così come previsto dalle *Guidance Notes – "Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998"* aggiornate al 2018, considerata la profondità media del fondale (circa 600 m) e il fatto che la maggior parte delle strutture risulterà parzialmente o completamente ricoperta da sedimenti, non si ravvisano particolari rischi legati all'abbandono delle installazioni sottomarine, previa bonifica e messa in sicurezza, pertanto:

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

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

Rimangono escluse dal qui presente piano tutte le attività, e i relativi costi, di dismissione della Piattaforma Prezioso. Il progetto di dismissione della piattaforma Prezioso sarà oggetto di future analisi e approfondimenti in accordo alle prescrizioni stabilite nel decreto 15 Febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse".

4.1.1.1 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.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 23 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

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, con annessa strumentazione necessaria alla chiusura (BlowOut Preventer B.O.P, riser e landing string);
- Rimozione delle principali strutture presenti sulla testa pozzo (crown plugs) e "killaggio" del pozzo attraverso l'installazione di apposito tappo (isolation plug), tramite wireline al di sopra del packer di produzione;
- 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 spiazamento 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.
- Spiazamento del pozzo e recupero del sistema BOP e riser, ed installazione di appositi tappi anticorrosione "corrosion cap" sulla croce di produzione (*Christmas tree*).

4.1.1.2 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 2.1) 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:

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 24 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

- 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 4-1).
- 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 marini tra cui:

- LCV (Light Construction Vessel), equipaggiato con gru di capacità minima 50t, WROV, attrezzature e strumenti specifici per le attività da eseguire e tanks per raccolta reflui di bonifica.
- Bettolina raccolta reflui, con Pescaggio limitato per permettere ormeggio in prossimità della banchina e capacità di 20.000 m³;
- Survey vessel equipaggiato con ROV (Remotely Operated Vehicle).

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;

 <p data-bbox="381 212 526 304">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 219 737 271">Data aprile 2020</p>	<p data-bbox="780 114 1268 208">Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p data-bbox="786 226 1262 367">Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p data-bbox="1329 192 1394 288">Page 25 of 41</p>
--	---	---	--

- il quantitativo di reflui di flussaggio delle condotte è stato stimato pari a circa 2 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.



Eni S.p.A.
Distretto
Meridionale

Data
aprile 2020

Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea

**Piano di dismissione e ripristino
dell'ambiente nella configurazione
marina ante-operam - Prescrizione
A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA
n.°149/14**

Page
26 of
41

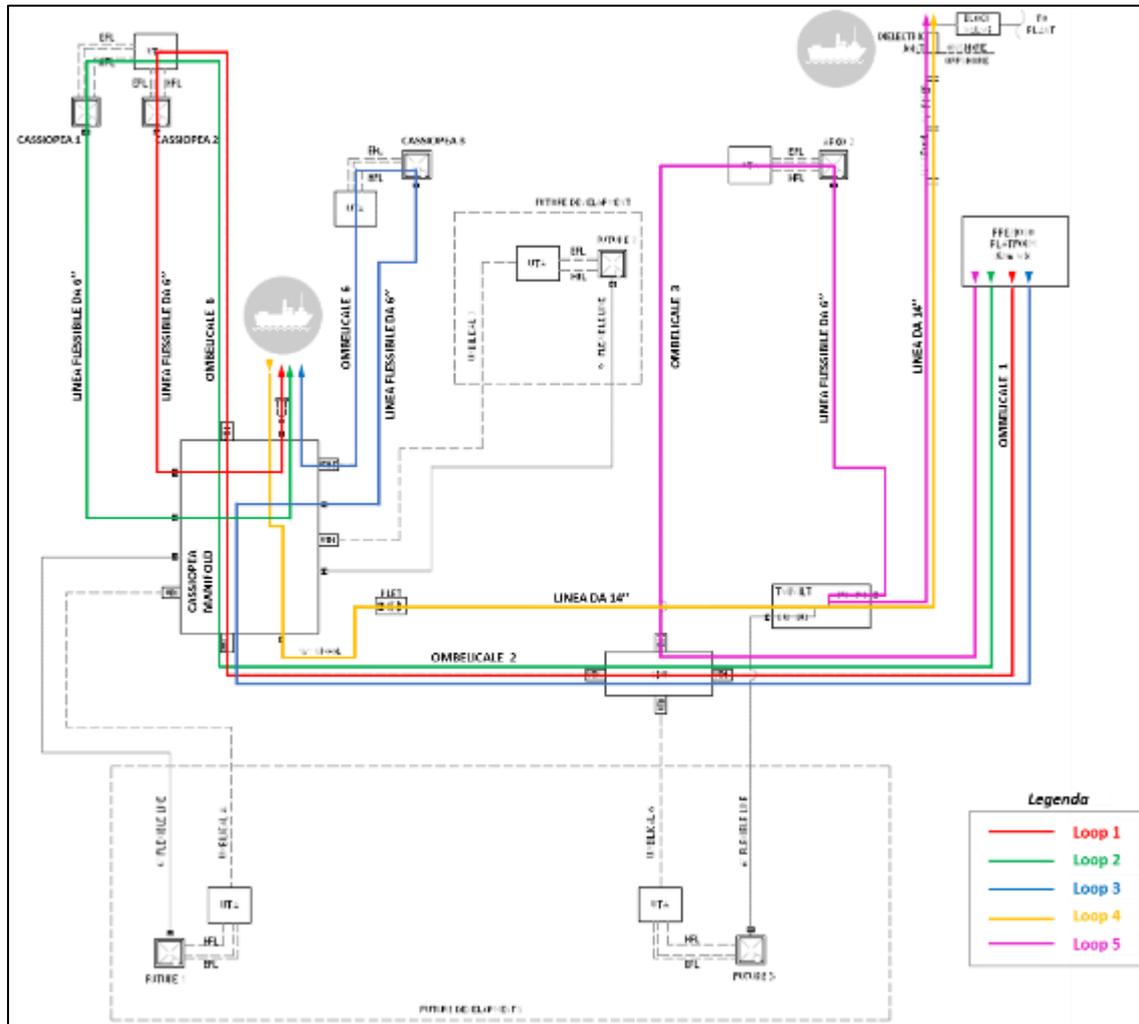


Figura 4-1: Cicli di sufflaggio (Loop) previsti nelle condotte offshore

4.1.2 AREA SHORE APPROACH

Gli interventi di dismissione per le opere relative allo shore approach consisteranno in:

- la rimozione della struttura (oggi trave tubo) lato pontile utilizzato dal progetto Cassiopea;
- Il sezionamento dei pali di supporto in cemento della struttura lato pontile alla quota del fondo marino, la restante porzione infissa nel terreno sarà abbandonata in sito;
- La disinstallazione di tutta la strumentazione impiantistica e rimozione delle strutture costituenti l'area trappola presenti fuori terra.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 27 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

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 suo tratto offshore e sarà effettuata mediante l’impiego di mezzi ed attrezzature dedicate; la seconda fase (Fase N° 2) interesserà invece sia la rimanente tratta offshore che la parte terminale corrispondente al tratto Onshore (Figura 4-2).

In generale le attività di dismissione saranno effettuate preferibilmente durante le ore diurne (10ore/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:

- 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 off shore, che richiederanno l’arrivo in sito di mezzi navali e saranno ragionevolmente appaltate prima e al di fuori dell’appalto dei lavori di dismissione.

Di seguito è riportata la descrizione delle attività previste per la Fase 1 e la Fase 2 precedentemente indicate.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 28 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

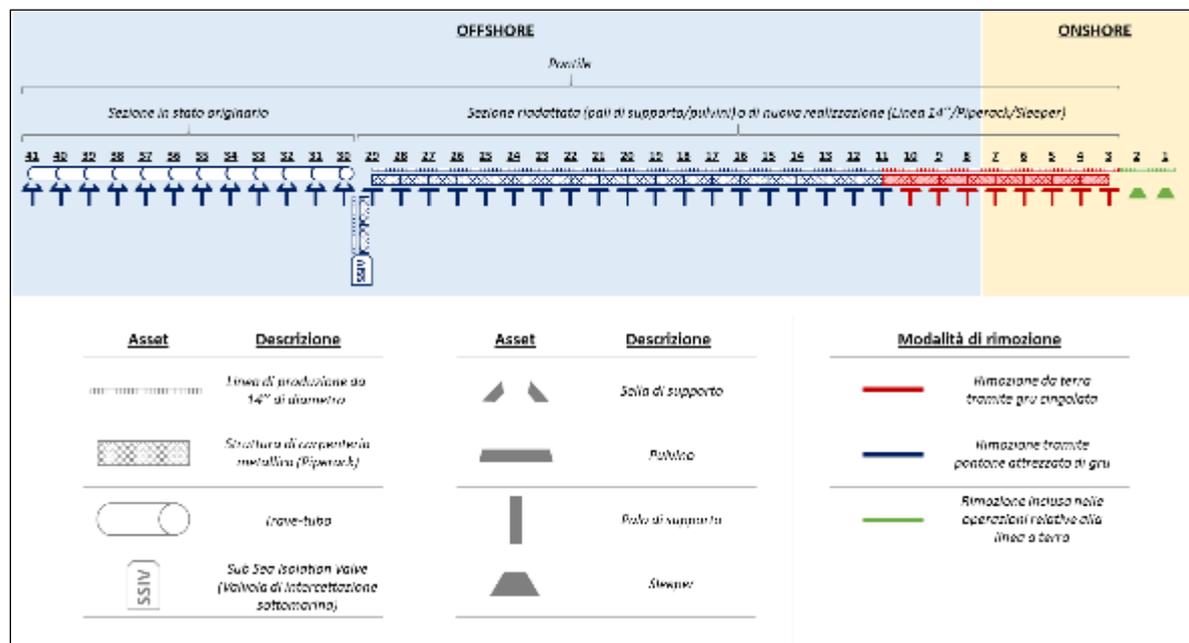


Figura 4-2: Rimozione dello shore approach

4.1.2.1 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);
- Intera sezione della "Trave-tubo";
- Selle di sostegno della "Trave tubo";
- Porzione della condotta di produzione da 14";
- Porzione della struttura in carpenteria metallica (piperack);
- Struttura portante della valvola SSIV;
- Passerella di collegamento alla struttura pontile (oggi trave tubo);
- Spool di connessione alla condotta sottomarina 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.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 29 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

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 e rimozione di una porzione degli spezzoni da 20m di piperacks;
- Taglio a fondo mare dei pali in cemento e rimozione dei pulvini completi di pali e selle in unico pezzo (31 pulvini totali in sequenza da rimuovere);
- Rimozione di 15 materassi e reinterro della condotta da 14” per un tratto di circa 60m a circa 1,2m 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 marini tra cui:

- Pontone (per lavori portuali), equipaggiato con Gru con portata nominale di 200t, 4 verricelli d'ormeggio laterali e relative ancore, strumenti per il taglio a caldo e per il taglio a subacqueo a freddo con filo diamantato, attrezzature per i sollevamenti (braghe, maniglioni, bilancini, etc.) e il pescaggio minimo di 1,5m.
- Rimorchiatore per traino ed assistenza all'ormeggio del pontone, con forza di tiro al verricello di 40t e potenza di 2500 – 3000 HP.
- Rimorchiatore per traino ed assistenza alle bettoline, con forza di tiro al verricello di 40t e potenza di 2500 – 3000 HP.
- Mezzo di supporto sommozzatori per operazioni subacquee in basso fondale con limitato pescaggio, equipaggiato con sistemi ed attrezzature ad aria compressa, camera iperbarica a due compartimenti per trattamenti terapeutici, squadre di sommozzatori qualificati, attrezzature per la sorbonatura e in generale per le attività da eseguire.
- Bettolina per carico e trasporto dei manufatti da rimuovere, con pescaggio limitato per permettere ormeggio in prossimità della banchina, dimensioni di 45m x 15m x 3m.

4.1.2.2 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”;
- Sezione residuale del piperack relativa al tratto di struttura lato pontile (oggi trave tubo) interessato;

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 30 of 41</p>
---	-----------------------------	---	------------------------------

- 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);
- Rimozione di eventuali detriti e ispezione finale.

Tutte le attività sopra descritte saranno realizzate attraverso il supporto di idonei mezzi tra cui:

- Gru cingolata con portata nominale di 300-400t, dotata di braccio con lunghezza adeguata al sollevamento e movimentazione di carichi pesanti a notevole distanza; e attrezzata con appositi apparecchi per taglio a freddo con cavo diamantato e relative parti di ricambio.
- Autoarticolati con gru da 300-400t.

4.1.3 AREA ONSHORE

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.

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
- le fondazioni delle apparecchiature e dei fabbricati saranno lasciate in sito;
- 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;

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 31 of 41</p>
---	-----------------------------	---	------------------------------

- 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 offshore, in linea con quanto previsto e descritto per la condotta offshore (Paragrafo 4.1.1.2); In generale (Figura 4-3):
 - 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 sufflaggio saranno condotte attraverso un sistema di pompaggio ad hoc predisposto all'interno dell'Area Cassiopea.

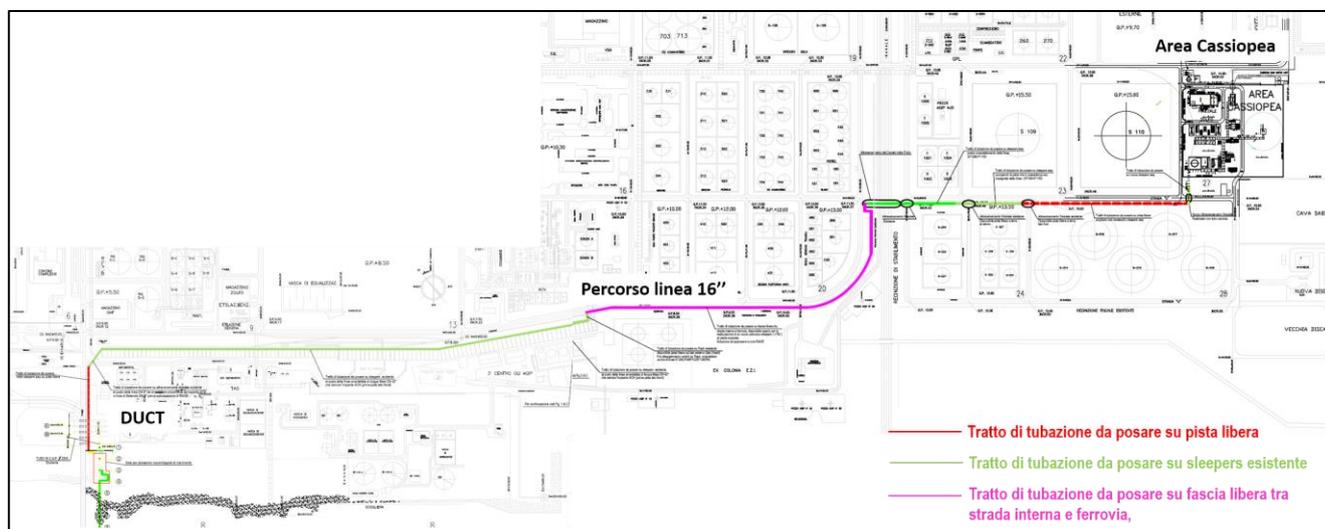


Figura 4-3: Schema di flussaggio della condotta onshore

Per quanto riguarda le opere civili (intese come edifici) potrà essere prevista la non demolizione degli stessi. Si consideri infatti che la destinazione d'uso dell'area a fine vita dell'impianto continui ad essere di tipo industriale/commerciale e che lo stabilimento sarà ancora attivo. Si prevede quindi di mantenere in sito le opere civili (es. pavimentazione ed edificio) ad uso futuro dello stabilimento, previa valutazione della loro integrità. Le reti fognarie rimarranno in opera e si provvederà alla loro pulizia e bonifica accurata e, laddove ritenuto necessario, a verifiche di tenuta e video ispezioni.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 32 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

4.2 INTERVENTI DI RIPRISTINO AMBIENTALE

Conclusa la fase di dismissione, si procederà agli interventi di ripristino ambientale, comprendenti tutte le azioni volte a recuperare la funzione ecologica del sito riportandolo ad una condizione ambientale che non crei interferenza con la futura destinazione urbanistica delle aree ad oggi prevedibile. Più precisamente, come precedentemente menzionato, si assume in questa sede che anche al momento della cessazione dell'attività di estrazione, considerando il contesto urbano, la destinazione d'uso, ai fini ambientali, l'area rimanga assimilabile a quella industriale/commerciale, con ancora in attività il sito industriale già oggi operante.

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 per il trattamento e per lo stoccaggio di cassoni;
- aree delle vasche di accumulo 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).

A livello ambientale, sulle aree non pavimentate si prevede:

- una caratterizzazione ambientale del sottosuolo nelle aree che sono state interessate dai nuovi impianti con confronto con le concentrazioni ad oggi note, per escludere eventuali nuovi apporti di contaminazione riconducibili alle attività produttive di progetto;

l'eventuale verifica della qualità del sottosuolo nelle aree oggetto dei lavori di demolizione con confronto pre e post demolizione per escludere apporti di contaminazione dovuti all'appaltatore.

Qualora si avesse evidenza della presenza di un possibile stato di contaminazione, si provvederà alla predisposizione di apposito protocollo di monitoraggio della matrice ambientale coinvolta, in funzione delle criticità riscontrate.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 33 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

Per quanto riguarda l'area di intervento offshore e shore approach, il protocollo di monitoraggio potrà riprendere quanto già contenuto nel Piano di Monitoraggio così come previsto dalla prescrizione A9 Allegato 1 del Dec. VIA/AIA 149/14 rilasciato dal MATTM il 27 Maggio 2014 e successiva Determina Direttoriale di esclusione dalla VIA n. 55 del 07 Febbraio 2018.

Di seguito sono descritte le principali azioni di ripristino ambientale che potranno essere intraprese, nelle tre aree di interesse (offshore, shore approach e onshore), una volta svolte le attività di dismissione.

4.2.1 RIPRISTINO IN AREA OFFSHORE

Per quanto riguarda l'area offshore, così come descritto nel Paragrafo 4.1.1, si prevede di mantenere in sito le condotte Offshore e gli ombelicali (ad eccezione dell'Ombelicale 1) e la sezione della condotta di diametro 14" in prossimità della banchina, in linea con quanto previsto dalla linea guida *Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*", aggiornate nel 2018 (paragrafo 3.2) e alle "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse", Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019.

Le attività di ripristino ambientale risulteranno pertanto limitate e consisteranno nella sola identificazione e recupero di eventuali detriti o ostruzioni presenti sul fondo del mare che potrebbero interferire con le future operazioni di pesca (es. pesca a strascico).

4.2.2 RIPRISTINO IN AREA SHORE APPROACH

Per quanto concerne lo shore approach, ipotizzando l'uso industriale dell'area anche a seguito della dismissione e in relazione alla sussistenza dello stabilimento, terminata la fase di dismissione, si prevede la demolizione e rimozione di plinti, soletta e rete acque meteoriche ed infine la successiva copertura con terreno certificato, per uno spessore massimo di 0,5 m, e ripristino vegetazionale delle sole aree coinvolte. Il materiale sarà risistemato in modo da ripristinare il profilo del terreno presente prima delle attività di installazione dell'impianto di trattamento gas. Il terreno da utilizzare in fase di ripristino sarà approvvigionato esternamente.

Per quanto riguarda le attività di ripristino vegetazionale potranno prevedere la piantumazione di specie quali la *Ammophila arenaria* (Figura 4-4) in quanto autoctona e presente nelle aree limitrofe.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 34 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------



Figura 4-4: Esempio di Piantumazione di Ammophila (Focene, foto F. Converio, 2002 – Ripristino degli ecosistemi marino-costieri con tecniche di ingegneria naturalistica)

4.2.3 RIPRISTINO IN AREA ONSHORE

Per quanto riguarda le aree presenti all’interno del sito Multisocietario Eni di Gela interessate dal progetto, considerando il contesto urbano in cui sono localizzate e l’uso futuro dell’area a fini industriali/commerciali le principali azioni di ripristino ambientale riguarderanno essenzialmente la possibile piantumazione di specie vegetali autoctone, ove possibile e sempre in relazione alle attività presenti all’interno del sito Multisocietario.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 35 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

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

5.1 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.

5.1.1 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.

5.1.2 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

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 36 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

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 4, i quali saranno raccolti su bettolina dedicata ormeggiata in prossimità del pontile.

5.1.3 CONTENIMENTO DELL'IMPATTO ACUSTICO

Non è previsto il ricorso a tecniche di demolizione che comportino emissioni acustiche rilevanti.

In ogni caso le aree di lavoro interessate da demolizioni non sono nelle vicinanze del cantiere ricettori sensibili.

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

5.1.4 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.

5.2 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 Piano 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. ed, 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

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 37 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

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.

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;

 <p data-bbox="381 212 528 304">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 217 737 271">Data aprile 2020</p>	<p data-bbox="780 114 1270 210">Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p data-bbox="786 226 1264 367">Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p data-bbox="1331 192 1394 291">Page 38 of 41</p>
--	---	---	--

- 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.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell’ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 39 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

6 STIMA DEI COSTI E TEMPISTICHE

Sulla base delle precedenti assunzioni è stata effettuata una stima tecnica dei costi di dismissione e ripristino ambientale. I relativi risultati sono riportati nel seguente paragrafo.

6.1 DEFINIZIONE DELLE VOCI DI COSTO

La stima di costo è stata eseguita sulla base delle quantità di materiali da rimuovere, in accordo con quanto previsto dai contratti di Dismissione disponibili. La quantificazione delle diverse attività è basata sui seguenti parametri:

- Flussaggi e bonifiche: volume delle apparecchiature, delle tubazioni di impianto e delle condotte da ripulire (m3);
- Demolizione delle parti meccaniche: peso dell’oggetto da demolire (kg);
- Rimozione e demolizione della condotta Onshore: lunghezza (m);
- Interramento della sezione della condotta diametro 14” in prossimità della banchina, dopo preventiva bonifica, da lasciare in situ: lunghezza (m);
- Smantellamento delle parti elettriche: peso di strumentazioni elettriche e cavi da smantellare (kg);
- Opere civili (intese come edifici) – demolizione delle strutture: volume complessivo delle strutture (m3);
- Opere civili – verifiche di integrità delle strade ed aree pavimentate da lasciare in situ: superficie oggetto di verifica (m2);
- Smaltimento e trasporto: peso dei materiali (t).

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.

6.2 LIMITI E ASSUNZIONI

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

- Le condotte Offshore e gli ombelicali saranno abbandonati in situ previa loro bonifica e messa in sicurezza;
- La sezione della condotta diametro 14” in prossimità della banchina, dopo preventiva bonifica, sarà interrata al fine di consentire il suo abbandono in situ;
- La sezione non interrata dell’ombelicale tra la piattaforma Prezioso e l’SDU (Ombelicale 1) verrà completamente rimossa.
- La piattaforma Prezioso non è oggetto del presente studio in quanto la rimozione delle nuove apparecchiature sarà effettuata contestualmente con la rimozione dell’intera piattaforma. Il costo relativo alla rimozione della piattaforma Prezioso

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 40 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

è già stato precedentemente analizzato mediante uno studio di Decommissioning dedicato;

- La trave tubo sarà rimossa completamente.
- 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;
- Le apparecchiature dell'impianto Onshore, il piping e le strutture di carpenteria metallica saranno completamente smantellate. Le opere civili (inteso come edifici, strade, aree pavimentate e qualsiasi altra struttura non interrata) saranno completamente demolite e rimosse;
- Le fondazioni delle apparecchiature e dei fabbricati saranno lasciate in sito;
- Con riferimento alle attività di P&A dei pozzi, si procederà con l'abbandono a fondo mare del casing e delle teste pozzo.

Inoltre, i costi tecnici di Decommissioning e Ripristino non comprendono le seguenti voci:

- Tutti i Costi d'esercizio non inclusi nella Tabella "Management Summary";

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 (aprile 2020).

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

6.3 STIMA DETERMINISTICA DEI COSTI DI DECOMMISSIONING

Nella tabella che segue è riportata la stima economica degli interventi di decommissioning

Tabella 6-1: Stima deterministica dei costi di dismissione

Asset del Campo		Stime di dismissione (M€)
ATTIVITÀ DI DECAB	Bonifica condotte terra e mare e conferimento dei reflui di bonifica	7,26
	Smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività da mare	6,72
	Smantellamento pontile e conferimento materiali di risulta - attività terra	0,20
	Rimozione condotta a terra	0,02
	Decommissioning impianto a terra	1,91

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data aprile 2020</p>	<p>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</p> <p>Piano di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam - Prescrizione A.18 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.°149/14</p>	<p>Page 41 of 41</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------

Asset del Campo		Stime di dismissione (M€)
	Project Management	1,31
- Costi Assicurativi (1% DECAB) strutture - Costi di esercizio post C.O.P. (1% DECAB) strutture		0.32
TOTALE ATTIVITÀ DECAB		17,74
Wells P&A	CHIUSURA MINERARIA E ABBANDONO DEI POZZI	29,24
TOTAL COSTO DI DECOMMISSIONING E ABBANDONO A GIUGNO 2018		46,98

6.4 STIMA DETERMINISTICA DEI COSTI DI RIPRISTINO

Per quanto riguarda i costi relativi al ripristino delle aree onshore, così come previste nei Paragrafi 4.2.2 e 4.2.3 e comprensivi delle attività di ritombamento / modellazione con terreno vegetale e ove possibile di piantumazione di essenze vegetali risultano pari a 300.000 euro

Per le attività di caratterizzazione ambientali del sottosuolo delle aree interessate dagli impianti è possibile stimare un costo compreso tra i 30.000 e i 50.000 euro.