



eni spa

**DISTRETTO
CENTRO
SETTENTRIONALE**




SICS_266

**Valutazione Comparativa degli Impatti Ambientali e
Socio-economici relativi agli Scenari di Dismissione
delle Condotte della Piattaforma Fabrizia 1**

Allegato 1
Quadro Conoscitivo Legislazione e Standard per
Scenari di Dismissione e Valutazione Comparativa

Marzo 2023

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data	Doc. N°	Rev.	Foglio
	Marzo 2023	SICS_266	00	2 di 32


SICS_266

Valutazione Comparativa degli Impatti Ambientali e Socio-economici relativi agli Scenari di Dismissione delle Condotte della Piattaforma Fabrizia 1

Allegato 1


Quadro Conoscitivo Legislazione e Standard per Scenari di Dismissione e Valutazione Comparativa

Appaltatore					
	00	Marzo 2023	ERM	Eni S.p.A. HSEQ/NR - AMTE – STEA, DECO - MADE- DECST / DECPR LDPB/C	Eni S.p.A. DICS – SICS - AMB/CS DICS – DECS
	REV.	DATA	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 3 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	-------------------


INDICE

1	QUADRO CONOSCITIVO	6
1.1	Normativa Italiana e Strumenti di Pianificazione	7
	<i>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”</i>	<i>7</i>
	<i>Piano della Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PITESAI) approvato dal Ministro della Transizione Ecologica con D.M. 28 dicembre 2021</i>	<i>11</i>
1.2	Normativa Europea e Convenzioni Internazionali Recepite dall’Italia	12
	<i>Convenzione di Ginevra (UN Convention on the Continental Shelf, 1958).....</i>	<i>12</i>
	<i>Convenzione di Londra sulla Prevenzione dell’Inquinamento dei Mari a seguito degli Scarichi (1972) [citata nel D.M. 15 febbraio 2019]</i>	<i>13</i>
	<i>Convenzione di Barcellona per il Mediterraneo (1976) [citata nel DM 15 febbraio 2019]</i>	<i>13</i>
	<i>Convenzione OSPAR (1992)</i>	<i>14</i>
1.3	Contesto Legislativo Internazionale	15
	<i>Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS, Montego Bay 1982) [citata nel D.M. 15 febbraio 2019].....</i>	<i>15</i>
	<i>Linee Guida IMO per la Rimozione di Installazioni Offshore e delle Strutture sulla Piattaforma Continentale e nella Zona Economica Esclusiva (1989) [citata nel D.M. 15 febbraio 2019]</i>	<i>15</i>
1.4	Linee Guida e Standard Internazionali per Valutazione Comparativa di Progetti di Dismissione	17
	<i>Linee Guida UK Oil & Gas per Valutazione Comparativa di Programmi di Decommissioning (2015).....</i>	<i>18</i>
	<i>BEIS/OPRED Guidance Notes (2018)</i>	<i>21</i>
	<i>Guida Tecnica Commissione Europea “Migliori Tecniche Disponibili per Attività di Esplorazione e Produzione di Idrocarburi”</i>	<i>22</i>
	<i>Linee Guida Australiane sul Processo Decisionale in materia di Dismissione di Strutture Offshore (APPEA, 2016)</i>	<i>23</i>
	<i>Norwegian Oil and Gas Association - Manuale per Valutazione di Impatto per Progetti di Dismissione Offshore</i>	<i>24</i>
1.5	Tabella di Sintesi.....	25
1.6	Esempi di Progetti di Dismissione sottoposti a Livello Internazionale	30

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 4 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	-------------------


ACRONIMI

APPEA	Australian Petroleum Production & Exploration Association
BEIS	Business, Energy and Industrial Strategy
CE	Commissione Europea
DGSAIE	Direzione Generale per la Sicurezza degli Approvvigionamenti e le Infrastrutture Energetiche (ora Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari)
DGISSEG	Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari
DM	Decreto Ministeriale
DMRIS	Department of Mines, Industry Regulation and Safety
IMO	International Maritime Organization
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MIBAC	Ministero dei Beni e delle Attività Culturali
MiC	Ministero della Cultura
MIMIT	Ministero delle Imprese e del Made in Italy
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico
MiTE	Ministero della Transizione Energetica
NOPSEMA	National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority
OPGGS	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act
OPRED	Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning
PiTESAI	Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee
UN	United Nations
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 5 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	-------------------

UNMIG Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Geo-risorse

ZEE Zona Economica Esclusiva

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 6 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	-------------------

1 QUADRO CONOSCITIVO

Il presente documento riporta una sintesi dei principali strumenti legislativi e non, che disciplinano le attività di dismissione delle strutture per la coltivazione di idrocarburi in mare e la predisposizione di una valutazione comparativa dei possibili scenari progettuali di dismissione. Al fine di fornire una panoramica il più esaustiva possibile del contesto nazionale e internazionale di interesse, l'analisi si è focalizzata su differenti aspetti:


- legislazione applicabile al progetto di dismissione, a livello di normativa nazionale e di convenzioni internazionali recepite dall'Italia;
- linee guida e standard/best practice definiti a livello internazionale;
- metodologie, definite per lo più a livello internazionale, per la valutazione comparativa degli scenari di dismissione.

La legislazione nazionale e internazionale ad oggi vigente in tema di dismissione delle strutture offshore è in continua evoluzione, questo complica l'identificazione univoca e coerente dei parametri che devono essere presi in considerazione in fase di definizione del progetto di dismissione. I paragrafi seguenti riportano una breve trattazione delle principali normative e linee guida che disciplinano le attività di dismissione di strutture offshore, dando evidenza, laddove presenti, dei requisiti considerati nella predisposizione di analisi comparative per gli scenari di dismissione.

L'analisi del quadro normativo nazionale e internazionale e delle linee guida di riferimento è un requisito fondamentale per la predisposizione dello studio di valutazione comparativa degli scenari di dismissione delle condotte sottomarine connesse alla piattaforma Fabrizia 1, al fine di:

- avere un quadro di dettaglio delle diverse metodiche di comparazione e dei possibili impatti ambientali e socio-economici legati alle opzioni di dismissione;
- individuare, laddove presenti, possibili elementi di non applicabilità della normativa e delle linee guida analizzate al progetto in oggetto.

Il fine ultimo di tale analisi è quello di supportare la valutazione comparativa degli scenari di dismissione delle condotte connesse alla piattaforma Fabrizia 1, identificandone e assicurandone, in assenza di una specifica legislazione a livello nazionale per studi di valutazione comparativa, la rispondenza e coerenza con le principali linee guida e raccomandazioni emesse a livello internazionale.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 7 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	-------------------

1.1 Normativa Italiana e Strumenti di Pianificazione

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”


Con Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 57 del 8 marzo 2019, sono state approvate le “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse” del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) – ora Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIT)- di concerto con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) – ora Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)- e con il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali (MiBAC) – ora Ministero della Cultura (MiC).

In particolare, sono stabilite le procedure per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali. Le Linee Guida si applicano alle piattaforme di produzione, compressione, 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. 3), nell’ambito delle concessioni minerarie disciplinate dal Decreto Legislativo n. 625 del 25 novembre 1996.

Il D.Lgs. 625/1996 recepisce la Direttiva 94/22/CE del 30 maggio 1994 relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. Tale Direttiva stabilisce che i limiti geografici e temporali dell’autorizzazione alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi vengano determinati in base alle migliori modalità possibili per lo svolgimento di tali attività dal punto di vista economico e tecnico (Art. 4 e Art. 5 del 94/22/CE). Il fine è quindi quello di evitare di riservare ad un unico ente un diritto esclusivo su aree per le quali la prospezione, ricerca e coltivazione possono essere avviate in modo più efficace da diversi enti. I procedimenti per la concessione delle autorizzazioni devono infatti essere trasparenti e basati su criteri obiettivi e non discriminatori e aperti a tutti gli enti interessati.

Ai sensi dell’art. 4 comma 1 del Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019, precisamente, un pozzo sterile, o esaurito o comunque non utilizzabile, o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, deve essere chiuso secondo la procedura prevista dal Decreto del Presidente della Repubblica n. 886/1979 e dalle indicazioni del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

L’abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse è vietato (art. 4 comma 3) e la colonna di rivestimento, le colonne intermedie e la colonna di produzione devono essere rimosse al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero (art. 4 comma 2). Tuttavia, in deroga al


 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 8 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	-------------------

comma 3, **può essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente un riutilizzo alternativo [...] o una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse** (art. 4 comma 4).

Entro il 31 marzo di ogni anno deve essere comunicato a UNMIG e DGSAIE l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria, allegando una relazione tecnica descrittiva (art. 5 e art. 6).

Il progetto di rimozione, e in senso più ampio quindi anche il progetto di rimozione parziale delle piattaforme e delle infrastrutture interconnesse, deve essere predisposto secondo quanto disciplinato dalle Linee Guida all'Allegato 3 del D.M. 15/02/2019 (art. 14), e contenere nello specifico:

- Descrizione del progetto di rimozione;
- Descrizione dello stato attuale delle componenti ambientali interessate dalle attività di dismissione:
 - **Aree marine protette**, parchi nazionali, siti rete Natura 2000, patrimonio culturale archeologico subacqueo, zone di tutela biologica, impianti di acquacoltura;
 - **Patrimonio culturale e paesaggio delle aree costiere**;
 - **Caratteristiche meteo-climatiche**;
 - **Caratteristiche fisico-chimiche della colonna d'acqua**;
 - **Caratteristiche del fondale marino** (morfologia, batimetria) e dei sedimenti superficiali (caratteristiche fisiche, chimiche ed ecotossicologiche);
 - **Principali biocenosi bentoniche** (habitat), popolazioni ittiche demersali e aree di nursery;
 - **Principali attività socio-economiche** (pesca, diporto, traffico marittimo) presenti in prossimità dell'area di rimozione della piattaforma e delle strutture collegate;
- Individuazione e stima dei possibili impatti sulle componenti ambientali e sulle attività socio-economiche sia diretti che indiretti, secondari, cumulativi, transfrontalieri, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi connessi ai lavori di rimozione della piattaforma e delle strutture collegate e individuazione delle misure di mitigazione (incluse misure di salvaguardia ambientale in caso di sversamenti accidentali di idrocarburi);
- Progetto di monitoraggio delle componenti ambientali.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data	Doc. N°	Rev.	Foglio
	Marzo 2023	SICS_266	00	9 di 32

L'Art. 3 del Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 definisce l'ambito di applicazione del Decreto stesso:

“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.”

Per completezza, si riportano di seguito alcune definizioni citate all'art. 2 del Decreto:

- *Condotte sottomarine (flowlines):* tubazioni impiegate per il collegamento e il trasporto della produzione, sia essa prodotto dei singoli pozzi o proveniente da altre piattaforme/impianti, a un collettore o a un centro di raccolta o di trattamento;
- *Infrastruttura connessa:* impianti collegati alla piattaforma e utilizzati per consentire la produzione di idrocarburi ed il loro trasporto verso altri impianti;
- *Sottostruttura:* struttura di una piattaforma, fissata a fondo mare mediante pali;
- *Sovrastruttura:* struttura di una piattaforma costituita da uno o più ponti su cui sono montati gli impianti di processo, le apparecchiature, i moduli alloggio e gli uffici.


Come evidenziato dalle definizioni di cui sopra, come ambito di applicazione delle linee guida, il Decreto fa riferimento esclusivamente a piattaforme e infrastrutture collegate a piattaforme.

L'Allegato 2 del Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 riporta l'elenco della documentazione e delle informazioni richieste in un progetto di rimozione di una piattaforma e delle infrastrutture connesse:

“Il progetto di rimozione di una piattaforma e delle infrastrutture connesse, anche se previsto per sole parti delle stesse secondo il progetto di riutilizzo di cui all'art. 8, comma 1, contiene almeno i seguenti dati:

a. Informazioni di base:

- 1) schema generale delle installazioni incluse nel progetto di rimozione (piattaforme, strutture e condotte sottomarine);*
- 2) risultato delle verifiche preliminari effettuate e documentazione aggiornata;*
- 3) informazioni relative alla posizione, tipologia e stato di altre strutture non coinvolte dal progetto di-rimozione ma che potranno essere indirettamente interessate durante lo svolgimento delle operazioni;*
- 4) informazioni relative alle condizioni meteo-marine, profondità d'acqua e caratteristiche del fondale;*

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 10 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

5) *informazioni relative ad attività quali ad esempio la pesca, la navigazione ed altre attività commerciali eseguite nell'area in cui sono presenti le installazioni oggetto del progetto di rimozione;*

6) *ogni altra informazione di base ritenuta utile al progetto di rimozione.*

b. Descrizione delle installazioni da dismettere incluse nel progetto di rimozione:

1) *sottostrutture di installazioni fisse e flottanti;*

2) *sovrastutture di installazioni fisse e flottanti;*

3) *sistemi e apparecchiature sottomarine;*

4) *lunghezze, diametri, tipo di rivestimento e tipologia di installazione delle condotte sottomarine rigide/flessibili;*

5) *dettagli relativi allo stato di interrimento delle condotte sottomarine, dei materassi o sacchi di cemento o altri sistemi utilizzati per la copertura e la protezione delle condotte medesime;*

6) *dettagli relativi ai sistemi che sono parte integrante delle installazioni sottomarine quali ad esempio collettori, valvole, clampe, ombelicali, cavi elettrici etc.;*

7) *informazioni relative alle indagini effettuate per verificare lo stato e le condizioni delle condotte sottomarine;*

8) *ogni altra informazione ritenuta utile per fornire ulteriori dettagli al Progetto di rimozione.*

c. Ingegneria di dettaglio:

[omissis]


L'elenco delle informazioni da includere nell'Ingegneria di dettaglio riporta le seguenti voci:

"6) Lavori di rimozione:

Ai punti 4 e 5 dell'Allegato II sono inoltre elencate le informazioni da includere rispetto al progetto per la rimozione della condotta sottomarina:

4. Il progetto per la rimozione di condotta sottomarina deve prevedere:

a. *Una indagine per la verifica dello stato della condotta sottomarina e dello stato del fondo marino al termine delle operazioni;*


 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data	Doc. N°	Rev.	Foglio
	Marzo 2023	SICS_266	00	11 di 32

- b. Descrizione delle operazioni di pulizia/bonifica delle condotte sottomarine;*
 - c. Mezzi navali utilizzati sia per le operazioni di pulizia che per il recupero della condotta sottomarina;*
 - d. Attività previste a seguito delle verifiche preventive di cui alla lett. e) del punto 2.*
5. *In caso di abbandono completo in situ della condotta sottomarina il progetto deve prevedere almeno:*
- a. Una indagine per la verifica dello stato della condotta sottomarina;*
 - b. La descrizione delle operazioni di pulizia/bonifica delle condotte sottomarine;*
 - c. La disconnessione delle estremità della condotta da teste pozzo sottomarine e risers;*
 - d. Eventuale interrimento di tratti di condotta o loro protezione alternativa;*
 - e. Mezzi navali utilizzati;*
 - d. Attività previste a seguito delle verifiche preventive di cui alla lett. e) del punto 2.”*

Piano della Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI) approvato dal Ministro della Transizione Ecologica con D.M. 28 dicembre 2021

Il Piano della Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI), approvato dal Ministro della Transizione Ecologica (MiTE) con D.M. 28 dicembre 2021, ha l'obiettivo di fornire regole certe agli operatori e di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale definendo le priorità sia in un'ottica di decarbonizzazione - in linea con gli accordi internazionali di tutela dell'ambiente e della biodiversità - che del fabbisogno energetico. Il Piano individua, inoltre, le aree in cui è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale.

Per l'analisi e valutazione delle diverse opzioni di dismissione degli impianti a mare, il PiTESAI rileva la possibilità di riferirsi allo studio condotto dalla società R.S.E. (Ricerca sul Sistema Energetico) S.p.A. denominato "Safe and Sustainable decommissioning", che **individua nell'Analisi Multi-Criteriale (MCA) uno strumento di valutazione delle possibili alternative di dismissione**, considerando simultaneamente gli aspetti ambientali, economici, sociali e tecnici. Secondo quanto stabilito dal Piano, "L'approccio basato sull'analisi MCA, strumento di

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 12 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

supporto alle decisioni, favorisce l'individuazione e, quindi, l'attuazione di scelte che siano razionali, condivise e trasparenti".

Con riferimento ai tempi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi, *"il Piano valuta l'introduzione di specifici interventi volti ad accelerare il processo della dismissione delle piattaforme marine a fine vita utile, ed in generale di tutti gli impianti minerari (in ambito idrocarburi) onshore ed offshore che si trovano in tale situazione, anche nella logica di ragionevole strumento capace di introdurre un nuovo impulso all'economia locale mediante l'apertura nel medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle strutture minerarie a fine vita che per la valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva. Al riguardo, il Piano presenta gli strumenti che si intendono utilizzare per detta finalità, tra cui quello del già preannunciato intervento di aggiornamento e semplificazione delle Linee Guida per la dismissione delle infrastrutture di coltivazione in mare di cui al DM 15 febbraio 2019, onde accelerare tale processo".*

1.2 Normativa Europea e Convenzioni Internazionali Recepite dall'Italia

Convenzione di Ginevra (UN Convention on the Continental Shelf, 1958)

La Convenzione di Ginevra (UN Convention on the Continental Shelf, 1958)¹ è un trattato internazionale che regola le norme di diritto internazionale relative l'alto mare².

È il primo documento che disciplina la rimozione di installazioni offshore. L'articolo 5 comma 5 della Convenzione stabilisce che:


"Tutte le installazioni abbandonate o in disuso devono essere interamente rimosse".

L'articolo 5 prevede quindi un obbligo esplicito di rimozione totale; tale requisito, tuttavia, ha lasciato spazio successivamente ad approcci più flessibili introdotti ad esempio dalla Convenzione UNCLOS (descritta successivamente).

i _____

¹ Ratificata dall'Italia con legge 8 dicembre 1961, n. 1658.

² L' Art. 1 della Convenzione di Ginevra definisce alto mare come *"tutte le porzioni di mare che non siano territoriali o non appartengono alle acque interne d'uno Stato"*. Sebbene tale definizione non si applichi al Progetto Fabrizia 1, per completezza di analisi del quadro normativo si è ritenuto opportuno citare nel presente documento la presente Convenzione.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 13 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

Convenzione di Londra sulla Prevenzione dell’Inquinamento dei Mari a seguito degli Scarichi (1972) [citata nel D.M. 15 febbraio 2019]

La Convenzione di Londra sulla prevenzione dell’inquinamento dei mari a seguito degli scarichi (Convention on the prevention of marine pollution of waste and other matter, 1972)³ definisce come scarico:

- ogni rilascio intenzionale in mare di rifiuti o altre materie provenienti da navi, aeromobili, piattaforme o altre strutture artificiali marine;
- l’abbandono in mare di navi, aeromobili, piattaforme o altre strutture antropiche.

È ormai generalmente accettato che l’abbandono di una struttura in mare, totalmente o in parte, è considerato scarico ai sensi della Convenzione di Londra, come confermato anche da un nuovo protocollo adottato a seguito di una riunione straordinaria delle parti firmatarie durante la Convenzione di Londra del 7 novembre 1996. In base a tale protocollo, la definizione di “scarico” è stata aggiornata e ampliata per includere esplicitamente:

“Ogni abbandono intenzionale o il rovesciamento di piattaforme e altre strutture antropiche in mare”.

Convenzione di Barcellona per il Mediterraneo (1976) [citata nel DM 15 febbraio 2019]

La Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dai rischi dell’inquinamento, (Convenzione di Barcellona, 1976)⁴ è lo strumento giuridico e operativo del Piano d’Azione delle Nazioni Unite per il Mediterraneo (Mediterranean Action Plan, MAP). I principali obblighi delle Parti contraenti si riferiscono ad azioni precauzionali per prevenire, combattere ed eliminare l’inquinamento dell’area del Mar Mediterraneo e per proteggere e valorizzare l’ambiente marino dell’area.


La Convenzione è attuata principalmente attraverso una serie di protocolli tecnici, tra cui il Protocollo per la prevenzione dall’inquinamento derivante dall’esplorazione dello sfruttamento della piattaforma continentale sottomarina e del sottosuolo, il quale prevede che:

- L’autorità competente impone all’operatore di rimuovere gli impianti abbandonati o in disuso per garantire la sicurezza della navigazione, tenendo conto degli orientamenti e delle norme adottate dalla competente organizzazione internazionale. Tale rimozione tiene

i _____

³ Ratificata dall’Italia con legge 2 maggio 1983, n. 305.

⁴ Ratificata dall’Italia con legge 21 gennaio 1979, n. 30.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 14 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

anche nel debito conto gli altri usi legittimi del mare, in particolare la pesca, la protezione dell'ambiente marino e i diritti e i doveri delle altre parti contraenti (Art. 20 comma 1);

- L'autorità competente impone all'operatore di rimuovere condotte abbandonate o in disuso conformemente al paragrafo 1 del presente articolo, o di pulirne l'interno e abbandonarle (o di pulirne l'interno e sotterrarle) in modo che non causino inquinamento, non costituiscano un pericolo per la navigazione, non ostacolino la pesca, non rappresentino una minaccia per l'ambiente marino e non interferiscano con altri usi legittimi del mare o con i diritti e i doveri delle altre parti contraenti (Art. 20 comma 2).

Convenzione OSPAR (1992)


La Convenzione per la Protezione dell'Ambiente Marino dell'Atlantico Nord-Orientale (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic, OSPAR, 1992) è l'attuale strumento giuridico di riferimento per la cooperazione internazionale sulla protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nord-orientale. La Convenzione è entrata in vigore il 25 marzo 1998 in sostituzione della Convenzione di Oslo (1972) e di quella di Parigi (1974) con la OSPAR Decision 98/3, adottata dalla Commissione Europea.

La OSPAR Decision 98/3 **vieta l'abbandono degli impianti in mare**, sebbene **preveda deroghe potenziali a questo divieto per un numero limitato di casi** particolarmente complicati (es. strutture di peso maggiore di 10.000 ton, danni strutturali o deterioramento che potrebbero rendere pericolosa la rimozione), soggetti a permesso da parte dell'Autorità nazionale competente (art. 5 comma 1).

In alcun modo potrà tuttavia essere emesso un permesso per rimozione parziale o abbandono in sito nel caso di strutture e/o condotte contenenti sostanze nocive/pericolose per la salute umana e per l'ambiente marino (art. 5 comma 2).

La Convenzione OSPAR fa riferimento a strutture situate al di sopra del fondale marino, non vincolando quindi infrastrutture quali condotte interrate o appoggiate sul fondale (es. condotte, linee di ancoraggio, teste pozzo, ecc.) se non interferiscono con altri usi del mare.

Al fine di poter valutare la concessione di deroga alla rimozione totale delle strutture offshore, **deve essere presentata una valutazione comparativa** delle opzioni di dismissione, in linea con quanto richiesto all'Allegato 2 della OSPAR Decision 98/3. L'Allegato 2 non stabilisce nel dettaglio la metodologia per la predisposizione della Valutazione Comparativa, ma chiarisce che le metodiche utilizzate devono essere sufficientemente di dettaglio e basate su un approccio scientifico e dati affidabili, affinché l'autorità competente possa emettere un giudizio ragionevole sulla fattibilità e sui vantaggi/svantaggi delle diverse opzioni di dismissione. I requisiti di massima che deve contenere la Valutazione Comparativa sono:

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 15 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

- aspetti tecnici e ingegneristici delle opzioni di dismissione;
- cronoprogramma;
- considerazioni sugli aspetti di sicurezza per le diverse opzioni di dismissione;
- valutazione degli impatti su ambiente marino (biota, habitat, acquacultura, ecc.) e su altre componenti ambientali (qualità dell'aria e delle acque, scarichi a mare, ecc.);
- consumi di risorse naturali e energia;
- valutazione degli impatti sulla componente sociale (comunità, pesca, ecc.);
- aspetti economici.

1.3 Contesto Legislativo Internazionale

Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS, Montego Bay 1982) [citata nel D.M. 15 febbraio 2019]

La Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS, United Nations Convention on the Law of the Sea, 1982)⁵ è un 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.

L' Articolo 60 comma 3 della Convenzione UNCLOS stabilisce che:

“Qualsiasi installazione o struttura [nella zona economica esclusiva] che sia abbandonata o in disuso deve essere rimossa per garantire la sicurezza della navigazione, [...] oltre che tenere conto delle attività di pesca, della protezione dell'ambiente marino [...]. Dovrà essere data adeguata evidenza della presenza di qualsiasi installazione o struttura non completamente rimossa (profondità, posizione e dimensioni).”


L'articolo 60 prevede una regola fondamentale di rimozione, con la possibilità, tuttavia, di rimozione parziale laddove previsto in riferimento ad eventuali altri standard nazionali e/o internazionali.

Linee Guida IMO per la Rimozione di Installazioni Offshore e delle Strutture sulla Piattaforma Continentale e nella Zona Economica Esclusiva (1989) [citata nel D.M. 15 febbraio 2019]

L'International Maritime Organization (IMO) ha adottato nel 1989 la Risoluzione A. 672 “Linee Guida per la Rimozione di Installazioni Offshore e delle Strutture sulla Piattaforma Continentale

i _____

⁵ Ratificata dall'Italia con legge 2 dicembre 1994, n. 689.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 16 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

e nella Zona Economica Esclusiva ⁶“, che definisce gli standard minimi globali da applicare durante la rimozione delle installazioni e delle strutture offshore.

A partire dal 1° gennaio 1998 nessun impianto o struttura può essere realizzato sulla piattaforma continentale o in qualsiasi Zona Economica Esclusiva a meno che in fase di progettazione e di costruzione non sia stata già contemplata la fase di rimozione a seguito dell’abbandono o del disuso permanente.

Le Linee Guida IMO, non avendo lo status di diritto internazionale, non sono vincolanti per gli Stati, ma vogliono fornire una serie di raccomandazioni. Prevedono un **principio generale di rimozione delle strutture** non più in uso, tuttavia prospettano un **approccio caso per caso per determinare l’esistenza di specifiche circostanze in cui lo Stato può consentire la parziale rimozione** e l’abbandono in sito delle strutture (Paragrafo 2.1).


I principi cardine delle Risoluzione IMO sono (Paragrafo 3):

- tutte le strutture in disuso devono essere rimosse;
- le strutture localizzate a profondità d’acqua inferiore a 75 m (o inferiore a 100 m per strutture installate dopo il 1° gennaio 1998) e di peso inferiore a 4.000 ton devono essere interamente rimosse a meno di:
 - vincoli di fattibilità tecnica;
 - costi economici significativi;
 - rischio inaccettabile per il personale o l’ambiente marino
- le strutture localizzate a profondità d’acqua maggiore di 75 m (o maggiore di 100 m per strutture installate dopo il 1 gennaio 1998) e di peso superiore a 4.000 ton possono essere abbandonate in sito, interamente o parzialmente, a condizione che sia dimostrato che non causino interferenze agli altri utenti del mare;
- in caso di parziale rimozione delle strutture, deve essere assicurata una rimozione almeno fino a 55 m di profondità dal livello del mare;
- a partire dal 1° gennaio 1998, le piattaforme devono essere progettate in modo da assicurare la possibilità di rimozione completa della struttura.

Al paragrafo 3.3 delle Linee Guida viene specificato che *“le attività di rimozione o rimozione parziale non devono causare un effetto negativo significativo sulla biodiversità dell’ambiente*

i _____

⁶ La Zona economica esclusiva (ZEE) è la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (art. 55) e si estende fino a 200 miglia marine dalle linee di base (art. 57).

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 17 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

marino, in particolare sulle specie minacciate o in pericolo". Gli aspetti da valutare in fase di identificazione dei possibili effetti sull'ambiente marino sono (Paragrafo 2.3):

- qualità delle acque;
- caratteristiche geologiche e idrogeologiche;
- presenza di specie minacciate o in pericolo e di habitat;
- attività di pesca;
- rischio di contaminazione da prodotti residui o da deterioramento delle strutture.


1.4 Linee Guida e Standard Internazionali per Valutazione Comparativa di Progetti di Dismissione

A seguito della fine della vita produttiva di sempre più piattaforme offshore a livello globale, è andata aumentando l'attenzione non solo degli operatori, ma anche delle autorità competenti per le attività di dismissione degli asset offshore. Laddove consentito dalla normativa nazionale e/o internazionale, esistono attualmente più opzioni di dismissione per le strutture offshore: rimozione totale, rimozione parziale, riutilizzo per usi alternativi. Un'analisi decisionale multicriteria (multi-criteria decision analysis, MCDA) viene spesso utilizzata per confrontare tra loro le opzioni di dismissione e determinare la soluzione migliore sotto diversi aspetti (ambientale, economico, tecnologico, ecc.).

Il processo di Valutazione Comparativa delle opzioni di dismissione (in inglese definito Comparative Assessment) è uno dei metodi applicati di analisi decisionale multicriteria. Tale strumento di pianificazione è sempre più applicato a diversi settori, tra cui il settore del decommissioning, in particolare nel Regno Unito.

La relazione tra i costi di dismissione, i potenziali impatti ambientali e sociali e altri fattori (come ad esempio la sicurezza delle attività) non è sempre lineare; di conseguenza, è necessario considerare varie opzioni. La Valutazione Comparativa è uno strumento di analisi che permette di valutare e confrontare le opzioni di dismissione rispetto a una serie definita di criteri e sotto-criteri, sia su base qualitativa che quantitativa. Il risultato fornisce una classificazione chiara e trasparente delle alternative di dismissione, a supporto delle parti interessate e degli organismi di regolamentazione.

Non esiste al momento uno standard di riferimento o una metodologia di Valutazione Comparativa riconosciuta a livello nazionale o internazionale che disciplini in maniera univoca l'ambito di analisi. Per il progetto di dismissione delle condotte sottomarine della Piattaforma Fabrizia 1, la valutazione comparativa delle diverse opzioni di dismissione si è focalizzata quindi sugli aspetti ambientali e socio-economici, in quanto su tali aspetti viene posta l'attenzione da

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 18 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

parte del legislatore in fase di valutazione dell'impatto di un progetto (rif. Allegato 3 al Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019). L'attività di Valutazione Comparativa si propone quindi di fornire un giudizio quali-quantitativo e sito-specifico in termini di impatto dal punto di vista ambientale e socio-economico delle opzioni di dismissione delle condotte della Piattaforma Fabrizia 1.

Di seguito sono presentate le principali Linee Guida in materia di Valutazione Comparativa per progetti di dismissione offshore, al fine di dare evidenza delle metodologie di valutazione (criteri e ranking) e degli ambiti di applicazione.

Linee Guida UK Oil & Gas per Valutazione Comparativa di Programmi di Decommissioning (2015)

Nel 2015 la UK Oil and Gas Industry Association Limited (OGUK) ha emanato le Linee Guida per la Valutazione Comparativa dei Programmi di Dismissione (OGUK Guidelines for Comparative Assessment in Decommissioning Programmes, 2015).

Le Linee Guida hanno come obiettivo quello di stabilire una serie di raccomandazioni per un approccio il più possibile condiviso e coerente in fase di valutazione comparativa dei programmi di dismissione. Le linee guida forniscono una guida sulla struttura e la preparazione della valutazione comparativa, il processo di valutazione e tutti gli studi e i dati a supporto della valutazione.

Lo scopo della Valutazione Comparativa è quello di confrontare tra loro le opzioni di dismissione, determinarne le differenze e identificare l'opzione "preferibile". Nell'ambito della richiesta di deroga alla rimozione completa prevista dalla OSPAR Decision 98/3, il risultato della valutazione comparativa è volto a dimostrare le ragioni per le quali sia preferibile un'opzione di rimozione parziale o abbandono all'opzione di rimozione completa, e dimostrare l'esistenza di vantaggi significativi nell'opzione di rimozione parziale/abbandono in sito.

Le Linee Guida OGUK identificano 7 fasi nel processo di Valutazione Comparativa, riassunte in Figura 1.1 (OGUK, §5).


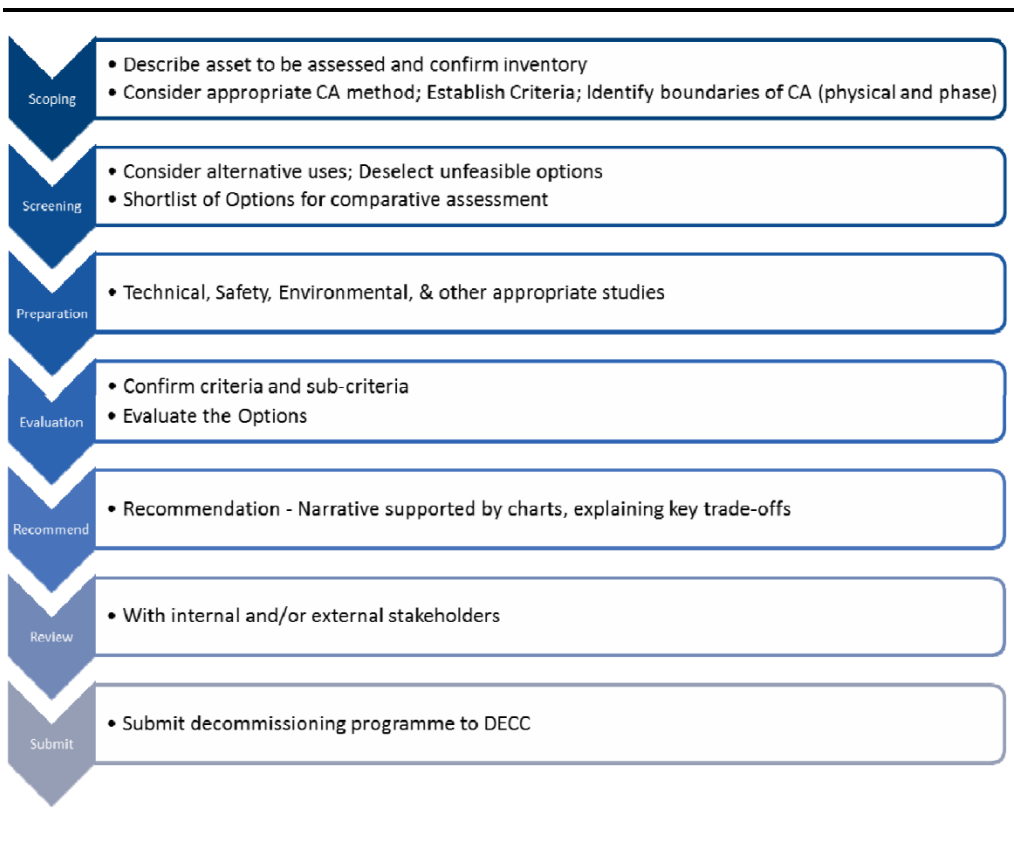
 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data	Doc. N°	Rev.	Foglio
	Marzo 2023	SICS_266	00	19 di 32

Figura 1.1 Fasi del Processo di Valutazione Comparativa secondo OGUK 2015




Fonte: OGUK Guidelines for Comparative Assessment in Decommissioning Programmes, 2015

La metodologia di Valutazione Comparativa definita dalle Linee Guida OGUK prevede l'analisi di cinque macro criteri (definiti nell'ambito delle DECC Guidance Notes, 2018) (OGUK, §5.1.3):

- Sicurezza (Safety);
- Aspetti ambientali (Environmental);
- Aspetti tecnici (Technical);
- Aspetti sociali (Societal);
- Aspetti economici (Economic).

Sulla base della tipologia del programma di dismissione e delle opzioni oggetto di analisi, per ciascun macro-criterio devono essere identificati opportuni sotto-criteri, al fine di realizzare un'analisi esaustiva e il più dettagliata possibile delle differenze tra le diverse opzioni di dismissione. Mentre i cinque macro-criteri sono definiti, viene lasciata a discrezione dell'operatore la definizione dei sotto-criteri, purché adeguatamente motivata.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data	Doc. N°	Rev.	Foglio
	Marzo 2023	SICS_266	00	20 di 32

La Valutazione Comparativa deve essere supportata da studi specialistici utili a fornire analisi quantitative/qualitative a supporto della comparazione delle performance di una opzione rispetto ad un'altra sulla base dei criteri e sotto-criteri identificati (OGUK, §5.3.2).


Le Linee Guida OGUK suggeriscono tre diversi metodi per la predisposizione dello studio di Valutazione Comparativa (OGUK, §7), descritti in Tabella 1.1.

Tabella 1.1 Metodi per la Predisposizione dello Studio di Valutazione Comparativa secondo OGUK, 2015

Metodo	Descrizione
Evaluation Method A: Narrative + Red-Amber-Green chart	Valutazione prevalentemente qualitativa, generalmente sulla base del confronto tra: tipo di attività, tipologia e numero di navi, durata, volume e peso dei materiali recuperati (criteri e sotto-criteri). Le opzioni sono classificate secondo una scala di colori: Rosso (opzione meno preferita), Ambra (intermedia) e Verde (preferita). Adatto per analisi progetti di dismissione condotte e/o per progetti semplici.
Evaluation Method B: Narrative + Scoring + Visualisation	Combinazione di approccio qualitativo e quantitativo. Viene definita una scala di punteggio (ranking) dei criteri e sotto-criteri identificati, per differenziare e confrontare le diverse opzioni di dismissione. La scala di colori Rosso-Ambra-Verde può essere utilizzata a supporto della scala di punteggio.
Evaluation Method C: Narrative + Scoring + Weighting	Combinazione di approccio qualitativo (giudizio) e quantitativo (dati numerici). Come per il Metodo B, viene definita una scala di punteggio (ranking) dei criteri e sotto-criteri identificati, per differenziare e confrontare le diverse opzioni di dismissione. In aggiunta, viene introdotta l'assegnazione di un peso (valore) ai vari criteri/sotto-criteri.

L'opzione di dismissione "preferibile" potrebbe essere l'opzione che fornisce il miglior equilibrio di fattori tra cui prestazioni complessive, riduzione del rischio, riduzione degli impatti negativi e massimizzazione degli impatti positivi. In particolare:

- Per il metodo A: l'opzione preferibile è data dal codice colore Rosso-Ambra-Verde, il quale rappresenterà la preferenza relativa delle opzioni rispetto ai criteri; tutte le opzioni saranno confrontate a turno rispetto a ciascun criterio e sotto-criterio e successivamente si passerà al successivo criterio e sotto-criterio, e via dicendo, fino a stabilire l'opzione migliore. Se non è possibile raggiungere una conclusione chiara, potrebbe essere necessario sviluppare ulteriori metriche specifiche (nuovi criteri e sotto-criteri) oppure adottare un metodo di valutazione alternativo.
- Per il metodo B: l'opzione preferibile è data dal risultato migliore rispetto al punteggio attribuito ad ogni criterio. Non esiste una scala di punteggio universale, definita a priori (ad esempio, una scala da 0 a 100, dove 100 è migliore di 0) e spiegata nella metodologia. La scala di colori Rosso-Ambra-Verde sarà poi usata per enfatizzare i risultati.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 21 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

- Per il metodo C: una volta che ai criteri e sotto-criteri è stato attribuito un ranking e che essi siano stati successivamente ponderati, sarà calcolato un punteggio ponderato complessivo per ogni opzione di dismissione. Questo verrà fatto semplicemente moltiplicando i punteggi per il peso assegnato e sommando i punteggi ponderati per ciascuna opzione. Questo metodo consente di classificare le opzioni dall'opzione preferita a quella meno preferita.

BEIS/OPRED Guidance Notes (2018)

Le Guidance Notes “Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines” (DECC, 2018), emanate da UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy e dall’Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning (OPRED), si basano fondamentalmente sulla OSPAR Decision 98/3 e sul principio di rimozione totale delle strutture offshore, a meno di deroga per rimozione parziale e abbandono in sito.


Le Guidance Notes forniscono solo un quadro per la pianificazione e la predisposizione dei programmi di dismissione delle strutture offshore, incluse le condotte, e in quanto tali non intendono essere prescrittive, ma delineare un processo che dovrà essere seguito dagli operatori per consentire loro di adempiere ai propri obblighi in fase di dismissione del progetto.

Le Guidance Notes definiscono una matrice di valutazione comparativa delle diverse opzioni di dismissione, basata su 5 criteri principali (i medesimi applicati dalle Linee Guida OGUK, 2015):

- Sicurezza (Safety);
- Aspetti ambientali (Environmental);
- Aspetti tecnici (Technical);
- Aspetti sociali (Societal);
- Aspetti economici (Economic).

Secondo quanto riportato nelle Guidance Notes (Allegato A):

- L’impatto di ciascuna opzione di dismissione deve essere valutato utilizzando metodologie consolidate;
- L’opzione migliore deve essere valutata sulla base dei criteri che presentano maggiori differenze tra le diverse opzioni in termini di impatti previsti;
- La metodologia applicata per giungere ai risultati finali (selezione della miglior opzione) deve essere dettagliatamente descritta;

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 22 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------


- Nel caso siano identificati due o tre criteri che mostrano significative differenze tra le opzioni di dismissione, un processo di giudizio critico deve essere implementato al fine di identificare quale criterio tenere in maggior considerazione;
- È suggerito il coinvolgimento degli stakeholder nel processo di valutazione comparativa delle opzioni di dismissione;
- È raccomandato il coinvolgimento di una terza parte per la revisione e convalida del processo di Valutazione Comparativa.

Guida Tecnica Commissione Europea “Migliori Tecniche Disponibili per Attività di Esplorazione e Produzione di Idrocarburi”

Nell'aprile 2019 la Commissione Europea ha pubblicato un Documento Tecnico inerente le “Migliori Tecniche Disponibili per Attività di Esplorazione e Produzione di Idrocarburi” (Best Available Techniques Guidance Document on Upstream Hydrocarbon Exploration and Production. European Commission, 2019). Sebbene l'industria degli idrocarburi operi da molti anni con una serie di regolamenti, standard e linee guida di vasta portata a tale riguardo, questo documento cerca di uniformare a livello europeo la disciplina. L'identificazione delle migliori pratiche è intesa solo come guida per gli operatori del settore idrocarburi e per le autorità, e non rappresenta uno strumento vincolante.

In merito alla predisposizione di Piani di Dismissione per strutture offshore, la Guida Tecnica raccomanda l'implementazione di una Valutazione Comparativa a monte della predisposizione del Piano di Dismissione, al fine di comparare le diverse opzioni di dismissione in termini di: **sicurezza, impatti su ambiente e stakeholders, fattibilità tecnica e costi** (Paragrafo 3.5.15). La Valutazione Comparativa considera, tra i vari aspetti, il tipo di struttura, i metodi di smaltimento, i siti di smaltimento e l'impatto ambientale e sociale, comprese le interferenze con altri utenti del mare, gli impatti sulla sicurezza, il consumo di energia e materie prime e le emissioni generate (es. in aria e in acqua).

Laddove la Valutazione Comparativa identifichi l'opzione di abbandono in sito o rimozione parziale delle strutture come la migliore soluzione di dismissione, si raccomanda la presentazione all'Autorità Competente (ossia quelle autorità che regolano e/o autorizzano le attività relative agli idrocarburi, nel caso italiano il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) sezione UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse) di un rapporto tecnico che descriva l'analisi multi-criteriale effettuata per la valutazione delle diverse alternative, a supporto del processo decisionale dell'Autorità in merito al programma di dismissione.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 23 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

Linee Guida Australiane sul Processo Decisionale in materia di Dismissione di Strutture Offshore (APPEA, 2016)


In base alla legislazione australiana in tema di dismissione di strutture offshore, tutte le installazioni devono essere rimosse (Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006, OPGGS Act).

Tuttavia recenti studi e ricerche in merito alle attività di dismissione offshore hanno portato ad una serie di interrogazioni da parte dei legislatori sull'opportunità di rivedere le prescrizioni in materia di dismissione completa delle strutture, soprattutto in seguito all'introduzione della Valutazione Comparativa dei progetti di dismissione nei processi legislativi di altre nazioni (come il Regno Unito).

NOPSEMA (National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority) è l'organismo di regolamentazione indipendente istituito ai sensi dell'Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 (OPGGS Act), che si occupa della valutazione dei rischi legati alla salute e sicurezza, all'integrità dei pozzi e agli aspetti di gestione ambientale delle attività petrolifere nelle acque territoriali australiane. NOPSEMA raccomanda l'implementazione di uno studio di Valutazione Comparativa per l'analisi delle diverse opzioni di dismissione applicabili ad un progetto (Fonte: NOPSEMA Guidelines, 2018).

Inoltre, anche il DMIRS (Department of Mines, Industry Regulation and Safety) (Fonte: DMIRS Guidelines, 2017) raccomanda l'uso di una Valutazione Comparativa in linea con quanto stabilito dalle Linee Guida UK "Guidelines for Comparative Assessment in Decommissioning Programmes" (OGUK, 2015), basato quindi sui 5 macro-criteri (Safety, Environmental, Technical, Societal, Economical), e metodologie di valutazione che integrino valutazioni qualitative a valutazioni quantitative (Metodo A, B e C).

L'Associazione Australiana del Petrolio per le Attività Produttive ed Esplorative (Australian Petroleum Production & Exploration Association, APPEA) ha emesso, nel luglio 2016, le Linee Guida sul "Processo Decisionale in materia di Dismissione di Strutture Offshore" (APPEA Offshore Oil and Gas Decommissioning Decision-making Guidelines, July 2016). Le Linee Guida APPEA identificano la Valutazione Comparativa come uno degli strumenti funzionali al processo decisionale per la selezione della migliore alternativa di dismissione. Viene inoltre suggerita l'implementazione di una valutazione comparativa per ciascun elemento oggetto di dismissione (piattaforma, jackets, linee di ancoraggio, umbilicals, ecc).

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 24 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------


Norwegian Oil and Gas Association - Manuale per Valutazione di Impatto per Progetti di Dismissione Offshore

La Norwegian Oil and Gas Association ha pubblicato nel 2001 il “Manuale per Valutazione di Impatto per Progetti di Dismissione Offshore” (Handbook for impact assessment in offshore decommissioning). Questo manuale è stato utilizzato come linea guida non solo per progetti di dismissione a livello nazionale, ma anche all'estero (ad esempio, per il progetto di dismissione del Campo Brent nel Regno Unito e per la predisposizione della Guida Tecnica della CE “Migliori Tecniche Disponibili per Attività di Esplorazione e Produzione di Idrocarburi”).

Sebbene il manuale si focalizzi prevalentemente sui requisiti degli Studi di Impatto Ambientale, si fa riferimento anche alla predisposizione di una valutazione approfondita, applicando una serie di criteri opportunamente definiti, dell'opzione migliore di dismissione delle strutture (Paragrafo 4.3). Il risultato di questa valutazione, compresa una descrizione delle diverse opzioni di dismissione analizzate, dovrà essere documentato nel piano di dismissione. Nel complesso, questa documentazione rispecchia generalmente quella che viene definita “Valutazione Comparativa” dalla OSPAR Decision 93/8 e da altri standard internazionali.

La Valutazione Comparativa delle diverse opzioni di dismissione dovrà tenere conto, ma non limitatamente a, di:


- aspetti tecnici e ingegneristici delle opzioni di dismissione;
- cronoprogramma;
- considerazioni sugli aspetti di sicurezza per le diverse opzioni di dismissione;
- valutazione degli impatti su ambiente marino (biota, habitat, acquacultura, ecc.) e su altre componenti ambientali (qualità dell'aria e delle acque, scarichi a mare, ecc.);
- consumi di risorse naturali e energia;
- valutazione degli impatti sulla componente sociale (comunità, pesca, ecc.);
- aspetti economici.

 <p>Eni SpA Distretto Centro Settentrionale</p>	<p>Data Aprile 2023</p>	<p>Doc. N° SICS_266</p>	<p>Rev. 00</p>	<p>Foglio 25 di 32</p>
--	-----------------------------	-----------------------------	--------------------	----------------------------


1.5 Tabella di Sintesi

Tabella 1.2 *Tabella di Sintesi Quadro Conoscitivo per Valutazione Comparativa per Progetti di Dismissione*


Documento	Tipologia di Documento	Principali Requisiti riferiti a Progetti di Dismissione / Valutazione Comparativa
<p>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"</p>	<p>Normativa Italiana</p>	<p>art. 4 comma 3: L'abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse è vietato.</p> <p>art. 4 comma 4: In deroga al comma 3, può essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente un riutilizzo alternativo [...] o una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse.</p> <p>art. 14 comma 2: I progetti di rimozione delle piattaforme e delle infrastrutture connesse sono soggetti ad una valutazione ambientale (verifica di assoggettabilità a VIA).</p> <p>art. 15 comma 1: Il titolare della concessione redige la Relazione sui grandi rischi modificata per le operazioni di rimozione della piattaforma in dismissione. La relazione deve essere presentata al Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare ed alla Sezione UNMIG competente per territorio per la valutazione e accettazione.</p> <p>Allegato 2: Il progetto di rimozione di una piattaforma e delle infrastrutture connesse deve contenere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Informazioni di base; • Descrizione delle installazioni da dismettere incluse nel progetto di rimozione; • Ingegneria di dettaglio; • Costi stimati per la rimozione; • Pianificazione delle operazioni con indicate le date di inizio e termine delle operazioni; • Caratterizzazione dell'area interessata dal progetto di rimozione della piattaforma o infrastruttura connessa ed eventuale progetto di bonifica da concordare con l'Agenzia regionale protezione ambientale (ARPA) competente; • Documentazione inerente la descrizione del patrimonio culturale archeologico subacqueo, nonché il patrimonio culturale ed il paesaggio delle aree costiere qualora interessate dalla esecuzione di opere di rimozione di infrastrutture connesse a terra e conseguente ripristino dei luoghi;

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 26 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------


Documento	Tipologia di Documento	Principali Requisiti riferiti a Progetti di Dismissione / Valutazione Comparativa
		<ul style="list-style-type: none"> • Programma di Monitoraggio ambientale e post-rimozione; • L'indicazione e descrizione dei lavori preparatori e di rimozione vera e propria. <p>Allegato 3: Il progetto di rimozione delle piattaforme e delle infrastrutture interconnesse deve contenere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descrizione del progetto di rimozione; • Descrizione dello stato attuale delle componenti ambientali: aree marine protette; patrimonio culturale e paesaggio delle aree costiere; caratteristiche meteo-climatiche; caratteristiche fisico-chimiche della colonna d'acqua; caratteristiche del fondale marino; principali biocenosi bentoniche e habitat; principali attività socio-economiche (pesca, diporto, traffico marittimo); • Individuazione e stima dei possibili impatti sulle componenti ambientali e sulle attività socio-economiche; • Progetto di monitoraggio delle componenti ambientali.
Piano della Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI) approvato con D.M. 28 dicembre 2021	Strumento di Pianificazione a livello nazionale (Italia)	<p>Individua le aree in cui è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale.</p> <p>Individua nell'Analisi Multi-Criteriale (MCA) uno strumento di valutazione delle possibili alternative di dismissione, considerando simultaneamente gli aspetti ambientali, economici, sociali e tecnici.</p> <p>Fornisce elementi informativi utili riguardo alla valorizzazione delle strutture minerarie in chiave non estrattiva, considerando gli studi e le informazioni disponibili in materia di possibile riutilizzo delle piattaforme dismesse dalle attività di upstream petrolifero.</p> <p>Nel caso delle condotte di trasporto di idrocarburi interrato o sottomarine, richiede che venga condotta una specifica valutazione ambientale per determinare la soluzione con minore impatto ambientale, ivi inclusa la loro inertizzazione e abbandono ove la rimozione comporti maggiori impatti complessivi.</p>
Convenzione di Ginevra (UN Convention on the Continental Shelf, 1958)	Convenzione Internazionale	<p>Art. 5 comma 5: Tutte le installazioni abbandonate o in disuso devono essere interamente rimosse.</p> <p>Le condotte non vengono menzionate come parte dell'infrastruttura da rimuovere. Ne consegue che, almeno per le condotte, la Convenzione non stabilisce un obbligo rigoroso alla rimozione.</p>

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 27 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------


Documento	Tipologia di Documento	Principali Requisiti riferiti a Progetti di Dismissione / Valutazione Comparativa
Convenzione di Londra sulla Prevenzione dell'Inquinamento dei Mari a seguito degli Scarichi (1972)	Convenzione Internazionale	<p>Definisce come scarico l'abbandono in mare di navi, aeromobili, piattaforme o altre strutture antropiche.</p> <p>La Convenzione non menziona la rimozione o l'abbandono delle condotte.</p>
Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS, 1982)	Convenzione Internazionale	<p>Art. 60 comma 3: Qualsiasi installazione o struttura [nella zona economica esclusiva] che sia abbandonata o in disuso deve essere rimossa [...]. Dovrà essere data adeguata evidenza della presenza di qualsiasi installazione o struttura non completamente rimossa (profondità, posizione e dimensioni).</p> <p>La Convenzione non esplicita la necessità di rimozione delle condotte</p>
Linee Guida IMO per la Rimozione di Installazioni Offshore e delle Strutture sulla Piattaforma Continentale e nella Zona Economica Esclusiva (1989)	Linee Guida IMO	<p>Prevedono un principio generale di rimozione delle strutture superato, tuttavia prospettano un approccio caso per caso per determinare l'esistenza di specifiche circostanze in cui lo stato può consentire la parziale rimozione e l'abbandono in sito delle strutture.</p> <p>Gli aspetti da valutare in fase di identificazione dei possibili effetti sull'ambiente marino sono: qualità delle acque; caratteristiche geologiche e idrogeologiche; presenza di specie minacciate o in pericolo, e di habitat; attività di pesca; rischio di contaminazione.</p> <p>Non è presente alcun riferimento specifico alla rimozione o abbandono delle condotte.</p>
Convenzione di Barcellona per il Mediterraneo (1976)	Convenzione Regionale	<p>Art. 20 comma 1: L'autorità competente impone all'operatore di rimuovere gli impianti abbandonati o in disuso per garantire la sicurezza della navigazione, tenendo conto degli orientamenti e delle norme adottate dalla competente organizzazione internazionale.</p> <p>Art. 20 comma 2: L'autorità competente impone all'operatore di rimuovere condotte abbandonate o in disuso conformemente al paragrafo 1 del presente articolo, o di pulirne l'interno e abbandonarle o di pulirne l'interno e soterrarle in modo che non causino inquinamento, non costituiscano un pericolo per la navigazione, non ostacolino la pesca, non rappresentino una minaccia per l'ambiente marino e non interferiscano con altri usi legittimi del mare o con i diritti e i doveri delle altre parti contraenti.</p>
Convenzione OSPAR (1992). OSPAR Decision 98/3.	Convenzione Regionale	<p>Art. 5 comma 1: Vieta l'abbandono degli impianti in mare, ma prevede deroghe potenziali a questo divieto per un numero limitato di casi particolarmente complicati.</p> <p>Al fine di poter valutare la concessione di deroga alla rimozione totale delle strutture offshore, deve essere presentata una valutazione comparativa delle opzioni di dismissione (come da Allegato 2).</p> <p>I requisiti di massima che deve contenere la Valutazione Comparativa sono: aspetti tecnici e ingegneristici delle opzioni di dismissione; cronoprogramma; considerazioni sugli aspetti di sicurezza per le diverse opzioni di dismissione; valutazione degli impatti su ambiente marino (biota, habitat, acquacultura, ecc) e su altre</p>

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 28 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

Documento	Tipologia di Documento	Principali Requisiti riferiti a Progetti di Dismissione / Valutazione Comparativa
		componenti ambientali (qualità dell'aria e delle acque, scarichi a mare, ecc); consumi di risorse naturali e energia; valutazione degli impatti sulla componente sociale (comunità, pesca, ecc); aspetti economici.
Linee Guida UK Oil & Gas per Valutazione Comparativa di Programmi di Decommissioning (OGUK, 2015)	Linee Guida e Standard per Valutazione Comparativa	Identificano 7 fasi nel processo di Valutazione Comparativa: Scoping, Screening, Preparation, Evaluation, Recommend, Review, Submit. Sono identificati 5 macro-criteri (suddivisi in opportuni sotto-criteri) <ul style="list-style-type: none"> • Sicurezza (Safety); • Aspetti ambientali (Environmental); • Aspetti tecnici (Technical); • Aspetti sociali (Societal); • Aspetti economici (Economic). Definiscono tre diversi metodi per la predisposizione dello studio di Valutazione Comparativa (combinazione di approccio qualitativo e quantitativo): <ul style="list-style-type: none"> • Evaluation Method A: Narrative + Red-Amber- Green chart; • Evaluation Method B: Narrative + Scoring + Visualisation; • Evaluation Method C: Narrative + Scoring + Weighting.
BEIS/OPRED Guidance Notes (2018)	Linee Guida e Standard per Valutazione Comparativa	Si basano fondamentalmente sulla OSPAR Decision 98/3 e sul principio di rimozione totale delle strutture offshore, a meno di deroga per rimozione parziale e abbandono in sito. Definiscono una matrice di valutazione comparativa delle diverse opzioni di dismissione, basata su 5 criteri principali (i medesimi applicati dalle Linee Guida OGUK, 2015).
Guida Tecnica Commissione Europea "Migliori Tecniche Disponibili per Attività di Esplorazione e Produzione di Idrocarburi"	Linee Guida e Standard per Progetto di Dismissione	In merito alla predisposizione di Piani di Dismissione per strutture offshore, la Guida Tecnica raccomanda l'implementazione di una Valutazione Comparativa a monte della predisposizione del Piano di Dismissione, al fine di comparare le diverse opzioni di dismissione in termini di: sicurezza, impatti su ambiente e stakeholders, fattibilità tecnica e costi. Laddove la Valutazione Comparativa identifichi l'opzione di abbandono in sito o rimozione parziale delle strutture come la migliore soluzione di dismissione, si raccomanda la presentazione all'Autorità Competente di un rapporto tecnico che descriva l'analisi multi-criteriale effettuata per la valutazione delle diverse alternative, a supporto del processo decisionale dell'Autorità in merito al programma di dismissione.

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 29 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

Documento	Tipologia di Documento	Principali Requisiti riferiti a Progetti di Dismissione / Valutazione Comparativa
Linee Guida Australiane sul Processo Decisionale in materia di Dismissione di Strutture Offshore (APPEA, 2016)	Linee Guida e Standard per Progetto di Dismissione	<p>In base alla legislazione australiana in tema di dismissione di strutture offshore tutte le installazioni devono essere rimosse (Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006, OPGGS Act).</p> <p>Le Linee Guida APPEA identificano la Valutazione Comparativa come uno degli strumenti funzionali al processo decisionale per la selezione della migliore alternativa di dismissione.</p> <p>NOPSEMA raccomanda l'implementazione di uno studio di Valutazione Comparativa per l'analisi delle diverse opzioni di dismissione applicabili ad un progetto (Fonte: NOPSEMA Guidelines, 2018).</p> <p>DMRIS (Department of Mines, Industry Regulation and Safety) (Fonte: DMIRS Guidelines, 2017) raccomanda l'uso di una Valutazione Comparativa in linea con quanto stabilito dalle Linee Guida UK "Guidelines for Comparative Assessment in Decommissioning Programmes" (OGUK, 2015).</p>
Norwegian Oil and Gas Association - Manuale per Valutazione di Impatto per Progetti di Dismissione Offshore	Linee Guida e Standard per Progetto di Dismissione	<p>Fa riferimento anche alla predisposizione di una valutazione approfondita, applicando una serie di criteri opportunamente definiti, dell'opzione migliore di dismissione delle strutture. Il risultato di questa valutazione, compresa una descrizione delle diverse opzioni di dismissione analizzate, dovrà essere documentato nel piano di dismissione.</p> <p>Questa documentazione rispecchia generalmente quella che viene definita "Valutazione Comparativa" dalla OSPAR Decision 93/8 e da altri standard internazionali.</p>


 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 30 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

1.6 Esempi di Progetti di Dismissione sottoposti a Livello Internazionale


Nella tabella seguente sono elencati, in maniera non esaustiva, i progetti di dismissione approvati e/o sottoposti a livello internazionale, che comprendono una Valutazione Comparativa degli scenari.

Tabella 1.3 *Esempi di Studi di Valutazione Comparativa per Progetti di Dismissione*

Caso Studio / Progetto	Strutture coinvolte per dismissione
Saltire Repsol Sinopec Resources UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Causeway-Fionn Ithaca Energy (UK) Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Johnston Field Premier Oil UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Tartan Repsol Sinopec Resources UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Scoter & Merganser Shell International Petroleum Co. Ltd.	Strutture sottomarine Condotte sottomarine Umbilicals
Sean OneDyas B.V.	Condotte sottomarine Umbilicals
Caiser-Murdoch System Chrysaor Production (U.K.) Ltd	Condotte sottomarine Umbilicals Mattresses
LOGGS Area Chrysaor Production (U.K.) Ltd	Condotte sottomarine Umbilicals Mattresses
Victoria Subsea Infrastructure NEO Energy	Condotte sottomarine Umbilicals
Wenlock Pipelines Alpha Petroleum	Condotte sottomarine
Caledonia Field Premier Oil UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Banff and Kyle	Condotte sottomarine Umbilicals
Ensign Spirit Energy	Condotte sottomarine Umbilicals
Don SW e W Don EnQuest Heather Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Fulmar and Auk North Subsea Repsol Sinopec Resources UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Kingfisher Shell International Petroleum Co. Ltd.	Condotte di produzione Kingfisher, compresi spools, jumpers, umbilicals e manifold di Kingfisher.
Gaupe Shell International Petroleum Co. Ltd.	Condotte sottomarine e umbilicals
Heimdal to Brae Pipeline Equinor	Condotta rigida interrata e seminterrata
Hunter & Rita Premier Oil UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Windermere INEOS UK SNS Limited	condotta di 8" e umbilical tra Windermere e l'ex piattaforma ST-1

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data Marzo 2023	Doc. N° SICS_266	Rev. 00	Foglio 31 di 32
---	--------------------	---------------------	------------	--------------------

Caso Studio / Progetto	Strutture coinvolte per dismissione
Buchan & Hannay Repsol Sinopec Resources UK Limited	Condotte sottomarine Umbilicals
Hugtington Premier Oil UK Limited	Strutture sottomarine dell'hungtinton field
Balmoral Premier Oil UK Limited	Strutture sottomarine dell'area Balmoral (Balmoral, Glamis, Stirling, Brenda and Nicol Fields) associate alla Balmoral FPV
Topaz INEOS UK SNS Limited	Topaz Subsea Wellhead (Tree e struttura) Condotta sottomarina Umbilical
North Cormorant DP North Cormorant EA TAQA Bratani Limited	North Cormorant Topsides
Amethyst A1D, A2D, B1D & C1D Topsides Perenco UK Limited	Topsides
East Brae Topsides and Braemar Decommissioning Programmes RockRose UKCS8 LLC	East Brae Topsides Strutture Sottomarine Pipelines (interrate e lasciate in situ)
Brent Alpha Jacket Brent Alpha, Bravo and Charlie Topsides Shell U.K. Limited	Brent Alpha Brent Bravo and Brent Charlie Topsides Brent Alpha Jacket
Maureen and Moira Phillips	Piattaforma Colonna di carico in calcestruzzo Pipelines
Frigg TP1, QP & CDP1 Total E&P Norge AS	3 Piattaforme
NW Hutton: decommissioning programme Amoco (U.K.) Exploration Company - now a subsidiary of BP plc	Piattaforma Pipelines
Indefatigable (Shell) Shell U.K. Limited	6 piattaforme Pipelines
Linnhe Mobil North Sea LLC	Struttura di protezione della testa pozzo
Kittiwake Loading Buoy Venture North Sea Oil Limited	Exposed Location Single Buoy Mooring System (ELSBM)
MCP-01 Total E& P UK Limited	Collettore e piattaforma di compressione
Shelley Premier Oil	Sevan Voyageur FPSO Collettore e testa pozzo Pipelines
Welland Perenco UK Limited	Piattaforma Pipelines
Fife, Flora, Fergus, Angus: decommissioning programme Hess Limited	FPSO Strutture Sottomarine Pipelines
Camelot Energy Resource Technology (UK) Limited	Piattaforma Pipelines
Miller BP Exploration (Alpha) Limited	Piattaforma
Stamford Centrica North Sea Gas Limited	Strutture Sottomarine Pipelines

 Eni SpA Distretto Centro Settentrionale	Data	Doc. N°	Rev.	Foglio
	Marzo 2023	SICS_266	00	32 di 32

Caso Studio / Progetto	Strutture coinvolte per dismissione
Anglia Decommissioning Programme Ithaca Energy UK Limited	Topside and Jackets Pipelines rimaste in situ. Tutte le bobine di collegamento per la linea di importazione da 8", la linea di esportazione da 12" e la linea di metanolo da 3" saranno completamente rimosse. Rimozione parziale dell'ombelicale da 6".
Cormorant Alpha Derrick Structure Removal TAQA Bratani Limited	Rimozione della torre di perforazione e installazione della piattaforma di perforazione modulare per facilitare il P&A del pozzo
Banff and Kyle FPSO and FSO Float Off CNR International (U.K.) Limited.	FPSO e FSO Strutture Sottomarine Riser Sections
Brae Alpha West Drilling Rig RockRose Energy UKCS8 LLC	Impianto di perforazione
Pickerill A&B Installations Perenco Gas (UK) Limited	Topsides and jackets
Brent Field Decommissioning, Shell U.K. Limited 2017	Piattaforme Pipelines
Athena Decommissioning Programmes Ithaca Energy (UK) Limited	FPSO Equipment sottomarino Pipelines
Viking Platforms, Vixen and associated Pipelines (VDP2) ConocoPhillips (U.K.) Limited	Viking Satellites KD, LD, AR, Viking Bravo Hub BA, BC, BP, BD and Vixen tieback sottomarino Pipelines interrante e lasciate in situ
Beatrice Decommissioning Programmes Repsol Sinopec Resources UK Limited	Beatrice AP Topsides; AD, Bravo and Charlie Piattaforme and AD Drilling Template Pipelines
Bains Decommissioning Programmes Spirit Energy Production UK Limited	Strutture Sottomarine Pipelines
Osprey Fairfield Fagus Limited	Strutture Sottomarine Pipelines
Leman BH Decommissioning Programme Shell U.K. Limited	1 piattaforma
Rose Decommissioning Programmes Centrica Resources Limited	Strutture Sottomarine Pipelines
Thames Area – Arthur Thames Area – Gawain Thames Area – Thames Complex Perenco UK Limited	3 piattaforme Strutture Sottomarine Pipelines interrante e lasciate in situ
Harding STL TAQA Bratani Limited	Harding Submerged Turret Loading (STL) System
Leman BH Decommissioning Programme Shell U.K. Limited	1 piattaforma
LOGGS Satellites Vulcan UR, Viscount VO, Vampire OD - LDP1 ConocoPhillips (U.K.) Limited	3 piattaforme - Vulcan UR, Viscount VO e Vampire OD Pipelines
Dunlin Fuel Gas Import (DFGI) and Dunlin Power Import (DPI) Fairfield Fagus Limited	Strutture Sottomarine Pipelines
Stirling A33 WHPS Decommissioning Programme Premier Oil E&P UK Limited	Strutture Sottomarine

Fonte: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>