



UNIONE EUROPEA



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE SARDEGNA

# PROGETTO DI UN PARCO EOLICO FLOTTANTE OFFSHORE DENOMINATO "MISTRAL" NEL MAR DI SARDEGNA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

## PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO - ECONOMICA

PROPONENTE



**Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.**  
Via Achille Campanile, 73  
00144 - Roma

PROGETTAZIONE



**OWC Ltd.**  
1st Floor, Northern & Shell Building  
10, Lower Thames Street,  
Londra EC3R 6EN



**MPOWER S.r.l.**  
Via N. Machiavelli, 2  
95030 - S. A. li Battiati (CT)

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE E INDAGINI AMBIENTALI



**WSP ITALIA S.r.l.**  
Via Banfo, 93  
10155 - Torino



**Università di Scienze Gastronomiche di Pollenzo**  
University of Gastronomic Sciences of Pollenzo



**CNR IAS**  
ISTITUTO PER LO STUDIO SULL'IMPATTO AMBIENTALE



**Università degli Studi di Messina**



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO**



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI**

### ELENCO REVISIONI

REV	DATA	MODIFICHE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	30-03-2024	PRIMA EMISSIONE	M. VERHAGE	E. BOSCARINO	D. CARUSO

OGGETTO

Piano di Dismissione e Ripristino dello Stato dei Luoghi

SCALA

CODICE ELABORATO

OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-13

TAVOLA

FORMATO

N. FOGLI

REV

FASE

00

PFTE

# R. 13.00

## PROPONENTE

**PARCO EOLICO FLOTTANTE MISTRAL S.R.L.**

Via Achille Campanile, 73 - 00144 Roma

## PROGETTO

**PROGETTO DI UN PARCO EOLICO FLOTTANTE OFFSHORE  
DENOMINATO "MISTRAL" NEL MAR DI SARDEGNA E DELLE RELATIVE  
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE**

**PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO - ECONOMICA**

## OGGETTO

**PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI**

## ELENCO REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Redatto da	Revisionato da	Approvato da	Modifiche
0	30-03-2024	Istruttoria VIA/AU	M. Verhage	E. Boscarino	D. Caruso	Prima emissione

## CODICE DOCUMENTO

PORTFOLIO	PROGETTO	ELEMENTO	EMESSO DA	DISCIPLINA	DOC. TIPO	DOC. NUMERO	REV.
OW.ITA	SAR	GEN	OWC	ENV	RPT	13	0

Questo documento è di proprietà di Parco Eolico Flottante Mistral Srl. È severamente vietato riprodurre questo documento, in tutto o in parte, e fornire a terzi qualsiasi informazione relativa senza il previo consenso scritto di Parco Eolico Flottante Mistral Srl.

## Sommario

<b>1. SINTESI</b> .....	<b>5</b>
<b>2. INTRODUZIONE</b> .....	<b>7</b>
2.1 SOGGETTO PROPONENTE .....	7
2.2 DESCRIZIONE SOMMARIA DEL PROGETTO.....	10
<b>3. AMBITO DI LAVORO</b> .....	<b>14</b>
3.1 DISATTIVAZIONE.....	14
3.2 GESTIONE DEL FINE VITA .....	16
3.3 ESTENSIONE DELLA VITA .....	18
<b>4. STUDIO DI MERCATO</b> .....	<b>20</b>
4.1 STATO ATTUALE DELLA DISATTIVAZIONE .....	20
4.1.1 Disattivazione nell'Industria Petrolifera e del Gas .....	20
4.1.2 Differenze tra O&G e OWF .....	21
4.1.3 Dismissione dell'OWF .....	23
4.2 DIFFERENZE NELLO SMANTELLAMENTO TRA OWF A FONDAZIONI FISSE E FONDAZIONI GALLEGGIANTI ..	23
4.3 METODI ATTUALI DI DISATTIVAZIONE .....	26
4.4 SEQUENZA.....	26
4.5 CATENA DI APPROVVIGIONAMENTO .....	26
4.5.1 Piattaforme Semisommersibili .....	27
4.5.2 Modellazione dei Costi per lo Smantellamento di Parchi Eolici Galleggianti .....	27
4.5.2.1 Modellazione Generale dei Costi.....	27
4.5.2.2 Eolico Offshore Galleggiante: Principali Fattori di Costo .....	29
4.5.3 Innovazioni Applicabili alle Turbine Eoliche Offshore Galleggianti.....	29
4.6 STRATEGIA DI DISATTIVAZIONE .....	30
<b>5. REGOLAMENTI PER LA DISATTIVAZIONE</b> .....	<b>31</b>
5.1 REGOLAMENTI PER LA DISATTIVAZIONE .....	31
5.2 REGOLAMENTI AMBIENTALI .....	31
<b>6. PORTI</b> .....	<b>33</b>
<b>7. METODOLOGIA DI DISATTIVAZIONE PER LA SARDEGNA</b> .....	<b>35</b>
7.1 VALUTAZIONE DEGLI ELEMENTI PER LA DISATTIVAZIONE.....	35
7.2 METODOLOGIA DEL PIANO DI DISATTIVAZIONE .....	40
7.3 NAVI E ATTREZZATURE NECESSARIE PER LE ATTIVITÀ DI RIMOZIONE .....	42
7.4 GESTIONE DELLE RISORSE DEI MATERIALI DISMESSI.....	43
7.5 INDICAZIONE DELLA TEMPISTICA.....	46
7.6 DECEX.....	47
<b>8. VALUTAZIONI GLOBALI DEL PROCESSO DI DISMISSIONE</b> .....	<b>49</b>
<b>9. BIBIOGRAFIA</b> .....	<b>53</b>
<b>APPENDICE A - ESPERIENZA GLOBALE DI SMANTELLAMENTO OFFSHORE</b> .....	<b>54</b>

## Acronimi e Abbreviazioni

Acronimo	Descrizioni
AE	Acciona Energia
AHT	Rimorchiatore per la movimentazione delle ancore
CAPEX	Spese in conto capitale
CE	Economia circolare
CLV	Nave per la posa dei cavi
CTV	Nave per il trasferimento dell'equipaggio
DECEX	Spese di disattivazione
DSV	Nave di supporto alla guida
VIA	Valutazione dell'impatto ambientale
EoL	Fine vita
FEA	Analisi agli elementi finiti
FOWT	Turbine eoliche <i>offshore</i> galleggianti
FTBTT	Chiatta Flat Top e rimorchiatore
HDD	Perforazione direzionale orizzontale
HLV	Nave da trasporto pesante
HSE	Salute, sicurezza, ambiente
MOPU-TT	Rimorchiatore mobile per unità di produzione <i>offshore</i>
NDT	Controlli non distruttivi
O&G	Petrolio e gas
OPEX	Spese operative
OSS	Sottostazione <i>offshore</i>
OSV	Nave di supporto/approvvigionamento <i>offshore</i>
OWF	Parco eolico <i>offshore</i>

PSV	Nave per il rifornimento della piattaforma
RDU	Unità di Azionamento del bobinatore
ROUV	Veicolo subacqueo a comando remoto
ROV	Veicolo a comando remoto
MARE	Valutazione ambientale strategica
SOV	Nave per le operazioni di rilevamento
T&I	Trasporto e installazione
TLP	Piattaforma con gambe a tensione
RAEE	Rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche
WROV	Veicolo a pilotaggio remoto di classe lavorativa
WTG	Generatore di turbine eoliche

## 1. Sintesi

Lo smantellamento di un parco eolico *offshore* (*OWF*) è un processo meticoloso che prevede la rimozione sicura e responsabile dal punto di vista ambientale delle turbine eoliche e delle infrastrutture associate. Si tratta di un processo che segna la fase di fine vita (*EoL*) di un parco eolico *offshore*, che richiede un'attenta pianificazione, nonché il coordinamento e il rispetto di normative rigorose.

La decisione su quando smantellare un *OWF* comporta diverse fasi e considerazioni:

- **Estensione della Vita Utile:** Prima di procedere allo smantellamento, occorre esplorare tutti i potenziali modi per estendere la durata di vita degli *asset*, attraverso l'ottimizzazione della manutenzione, gli aggiornamenti tecnologici, la ristrutturazione e la manutenzione predittiva con sensori e analisi dei dati. Questo approccio mira a garantire una continua efficienza operativa.
- **Repowering:** Considerare la sostituzione dei generatori eolici (*WTG*) con nuovi componenti per migliorare la produzione di energia, l'affidabilità e l'efficienza. L'aggiornamento delle turbine può migliorare l'economia del progetto, per cui è auspicabile valutare scenari di ripotenziamento anche parziale oltre che totale.
- **Riutilizzo per altri scopi:** Considerare la possibilità di riutilizzare elementi dell'infrastruttura, ad esempio convertendoli in scogliere artificiali, destinazioni turistiche, siti di acquacoltura o piattaforme per altre energie rinnovabili. Inoltre, le stesse infrastrutture dei parchi eolici *offshore* potrebbero essere utilizzate per stazioni di monitoraggio ambientale atte a raccogliere dati sulle condizioni dell'oceano, sul clima e sulla vita marina.
- **Disattivazione:** Se nessuna delle opzioni precedenti è praticabile per motivi tecnici, economici, normativi o ambientali, si rende necessaria la disattivazione. Questo processo comporta lo smantellamento, la rimozione, lo smaltimento ed il ripristino dei siti interessati al progetto, per quanto tecnicamente fattibile.

I tempi di smantellamento dipendono da fattori quali i contratti di *leasing*, le strategie operative e di manutenzione, la disponibilità di strumenti e gli sviluppi tecnologici.

La disattivazione è un processo nuovo dato che relativamente pochi parchi eolici *offshore* hanno raggiunto lo stadio di fine vita (*EoL*). Le conoscenze e l'esperienza in materia di smantellamento di questi tipi di impianti sono in continua evoluzione anche perché il volume di *OWF* in fase di smantellamento è in continuo aumento. Nel frattempo, si possono trarre preziosi insegnamenti dall'industria del petrolio e del gas (*O&G*), inoltre, parte delle opere di progetto, soprattutto quelle *onshore*, sono tecnicamente simili ad impianti di generazione tradizionale dell'energia elettrica, comparto questo, in cui il processo di dismissione è ora ampiamente assodato.

Attualmente si utilizzano come riferimento gli standard esistenti dell'industria *O&G* e le convenzioni marittime. Di conseguenza, una volta terminato il funzionamento di un parco eolico *offshore*, in genere dopo 30 anni di attività, è necessario pianificare lo smantellamento dell'impianto e il ripristino dell'ambiente marino dell'area. In Italia, come in molti altri Paesi, non esiste al momento una normativa specifica per lo smantellamento dei parchi eolici *offshore*, proprio per questo motivo si prevede di monitorare ed aggiornare la strategia di disattivazione, tenendo conto di tutte le evoluzioni tecnologiche che necessariamente interesseranno questo comparto industriale.

La fase di preparazione alla dismissione è essenziale e può essere estesa quanto la fase di costruzione. Piani, permessi, valutazioni di fattibilità tecnica e di impatto ambientale devono essere in ordine prima di iniziare le attività di disattivazione. I preparativi e le operazioni di disattivazione coinvolgono quattro categorie principali:

- **Preparazione:** comprende la pianificazione ingegneristica e la gestione del progetto per la disattivazione.
- **Operazioni offshore:** a partire dalle indagini sul fondale marino, questa fase verifica le condizioni degli elementi sopra e sotto la superficie dell'acqua, in modo da avere una fotografia aggiornata dello stato dei luoghi e del progetto e prevede l'installazione inversa.
- **Logistica e gestione dei rifiuti:** i componenti tecnologici soggetti a dismissione verranno, dopo la rimozione, smontati e seguiti da un attento procedimento di recupero e gestione dei diversi tipi di materiali.
- **Post-decommissioning:** comprende le attività di sondaggi di verifica a completamento e l'installazione di segnali di navigazione per gli elementi lasciati in loco. Il monitoraggio potrà continuare in funzione di specifiche normative in materia.

La tempistica per lo smantellamento dipende da vari fattori, tra cui il tipo di risorsa, la quantità, le condizioni, la capacità della nave, la distanza dal porto, la capacità del porto, le condizioni meteorologiche, la sequenza e le fasi di lavoro.

costo totale del *DECEX* (Spese di disattivazione) dipende in larga misura dal piano di disattivazione, dalla durata delle attività e dalla strategia di approvvigionamento delle navi. Sebbene sia necessaria una metodologia e una stima completa del *DECEX* per ottenere un valore accurato, un *DECEX* tipico per un parco eolico *offshore* galleggiante è stimabile dell'ordine di 100.000 €/MW - 200.000 €/MW, con costi di disattivazione basati in gran parte sulla strategia di installazione inversa, presumendo che gli elementi installati debbano essere rimossi/recuperati. I rischi principali dello smantellamento delle *OWF* rientrano in diverse categorie: sfide logistiche, costi, considerazioni sulla salute, la sicurezza e l'ambiente (*HSE*), conformità normativa e incertezze tecniche.

Lo smantellamento simultaneo di più parchi eolici *offshore* nella stessa giurisdizione può offrire sinergie per risparmiare sui costi, migliorare l'efficienza e ridurre l'impatto ambientale.

## 2. Introduzione

### 2.1 Soggetto proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la Società **Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.** avente sede legale ed operativa in Roma, Via Achille Campanile n. 73, ed iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Roma, C.F. e P.IVA n. 17481551004. Società soggetta alla direzione e coordinamento del socio unico Acciona Energia Global S.L.

**ACCIONA Energia** è il più grande operatore energetico al mondo che lavora esclusivamente con energie rinnovabili, senza limitazioni territoriali o tecnologiche. La sua missione è dimostrare la fattibilità tecnica ed economica di un sistema energetico basato sull'uso delle energie rinnovabili come elemento centrale di una nuova economia sostenibile. Attraverso lo sviluppo, la costruzione e la gestione di risorse rinnovabili e la gestione e commercializzazione dell'energia generata, ACCIONA Energia contribuisce a costruire un sistema energetico più sostenibile per il mondo, garantendo redditività agli investitori, soluzioni affidabili e competitive per i clienti.

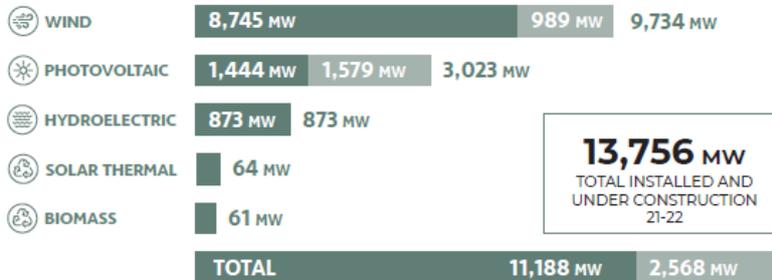
Il gruppo è attivo nel comparto delle principali energie pulite, in particolare eolico e fotovoltaico producendo elettricità, rinnovabile al 100%, equivalente al consumo di oltre 7,6 milioni di persone nei cinque continenti, **evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 13,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno**. Contribuisce a ridurre l'impronta di carbonio di società leader in un'ampia gamma di settori, tra gli oltre 600 clienti aziendali si possono citare, come esempio, Amazon, Google e Telefónica. ACCIONA Energia è sempre alla ricerca di soluzioni energetiche innovative che portino a progressi nella decarbonizzazione dell'economia mondiale, come lo stoccaggio di energia o l'idrogeno verde.



La società possiede ad oggi circa 13.000 MW di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile: il 74% da eolico, il 16% da fotovoltaico, il 7% da idroelettrico e il resto da impianti a biomasse. Il 49% della capacità si trova in Spagna, mentre il resto è distribuito in sedici paesi: Australia, Stati Uniti, Canada, Messico, Costa Rica, Cile, Portogallo, Repubblica Dominicana, Italia, Ungheria, Polonia, Croazia, Ucraina, India, Sud Africa ed Egitto.

L'obiettivo è quello di raggiungere 20.000 MW installati, e di proprietà, entro il 2025 e risulta possibile, visto che ACCIONA Energia ha un profilo aziendale unico e con oltre 30 anni di esperienza nel settore. Dal 2015 è in testa alla classifica *'Greenest Utilities in the World'* pubblicata da *Energy Intelligence (Energy Intelligence New Energy Green Utilities)*.

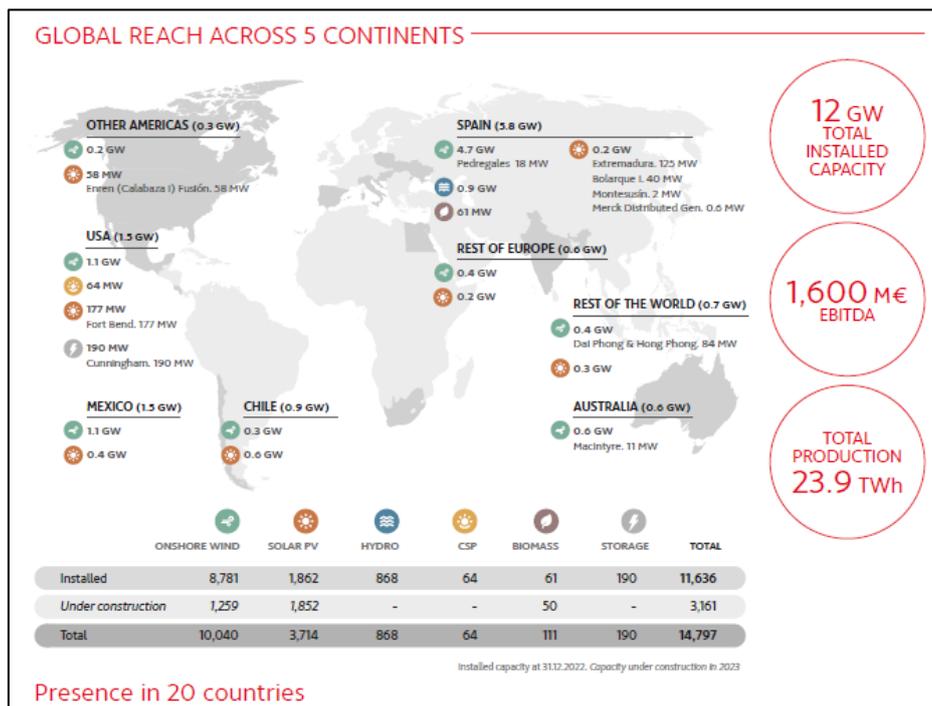
**OWNED CAPACITY IN RENEWABLE ENERGIES**  
(CUMULATIVE DATA IN MW)



■ Installed capacity on 06.30.2021  
■ Capacity under construction 2021-2022



Si consideri che nel solo 2022 gli impianti energetici di proprietà di ACCIONA hanno generato un totale di 23.910 gigawattora (GWh) con una produzione consolidata di 19.657 GWh, e netta di 19.870 GWh, produzione in costante crescita.



Il Gruppo ACCIONA è inoltre formato da oltre 100 società che occupano diversi settori dell'economia, tra i quali quello immobiliare, delle energie alternative, della logistica delle infrastrutture e dei trasporti, con un fatturato al 2022 di 11,195 miliardi di euro, occupando a livello globale 45.892 risorse umane.

ACCIONA energia offre soluzioni avanzate in tutte le attività che compongono la catena del valore dell'energia, rendendola un'azienda unica sul mercato. Concentrando le sue attività soprattutto:

- Nella progettazione e costruzione di parchi eolici, impianti solari e altre strutture rinnovabili.
- Nella gestione, manutenzione ed estensione della vita utile degli impianti rinnovabili.
- Nella commercializzazione di energia 100% rinnovabile.
- In nuove soluzioni energetiche (stoccaggio, ibridazione, idrogeno verde, ecc.).
- Nella generazione rinnovabile distribuita (autoalimentazione e *microgrid*).
- In servizi di risparmio ed efficienza energetica.

In Italia oltre alla società Parco Eolico Flottante Mistral, il gruppo è presente, in Italia, con la controllata **Acciona Energia Global Italia S.r.l.** (AEGI) che opera nel campo delle energie rinnovabili, e da cui è dipeso l'interno iter di scouting ed analisi del sito in progetto. Allo stato attuale AEGI è presente sul territorio italiano dal 2006 con quattro impianti eolici attualmente in esercizio per una potenza complessiva di 156 MW in immissione, e con una pipeline di progetti eolici e fotovoltaici *onshore* in sviluppo di circa 1 GW, a cui si aggiungono i circa 5 GW di progetti eolici *offshore* su cui l'azienda sta investendo, come ulteriore pipeline di sviluppo, inoltre Acciona Energia Global Italia S.r.l. è anche tra le 13 società fondatrici di AERO (Associazione Energie delle Rinnovabili Offshore)



Associazione che nasce con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili offshore, per far diventare l'Italia, finalmente, protagonista del settore a livello industriale e così cogliere un'opportunità irripetibile per la creazione di posti di lavoro e per aumentare la fiducia dei cittadini nei confronti delle energie rinnovabili offshore coinvolgendo le comunità locali.

Tutto quanto sopra descritto si riflette sulla società proponente dell'iniziativa, la Parco Eolico Flottante Mistral, che ha beneficiato e potrà avvalersi di tutto il *know-how* che il gruppo Acciona ha acquistato in tantissimi anni di attività a livello globale, esperienza che si riflette anche nelle scelte tecniche e gestionali che hanno portato all'individuazione del sito in progetto e alla scelta delle soluzioni tecniche utili alle realizzazioni dell'iniziativa.

## 2.2 Descrizione sommaria del progetto

L'impianto eolico *offshore* flottante **Mistral**, si sviluppa a largo della costa occidentale della Sardegna ad una distanza superiore alle 12 miglia nautiche dalla linea di base, nello specchio acqueo tra Capo Marargiu e Capo Mannu e si compone di n. 32 aerogeneratori (c.d. *Wind Tower Generator* o *WTG*), con fondazioni flottanti ancorate al fondale, ciascuno con potenza nominale di 15 MW, per una potenza complessiva dell'impianto di 480 MW.

Gli aerogeneratori saranno collegati tra loro da elettrodotti dinamici marini (c.d. *inter-array* o *IAC*) in AT 132 kV, che raccogliendosi in 4 gruppi, raggiungeranno i 4 aerogeneratori più vicini alla costa. Il trasporto di tale energia avverrà tramite 4 elettrodotti tripolari subacquei AT a 132 kV per una lunghezza di circa 24,56 nm (45 km) fino all'approdo ubicato in un'area posta prossimità della costa a sud del porto di Alghero (SS) in Contrada P.ta Argentiera, dove sarà posizionata la buca giunti terra-mare (c.d. *Transition Joint Bay* o *TJB*).



Figure 2-1: Localizzazione impianto eolico su ortofoto  
(Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-02B).

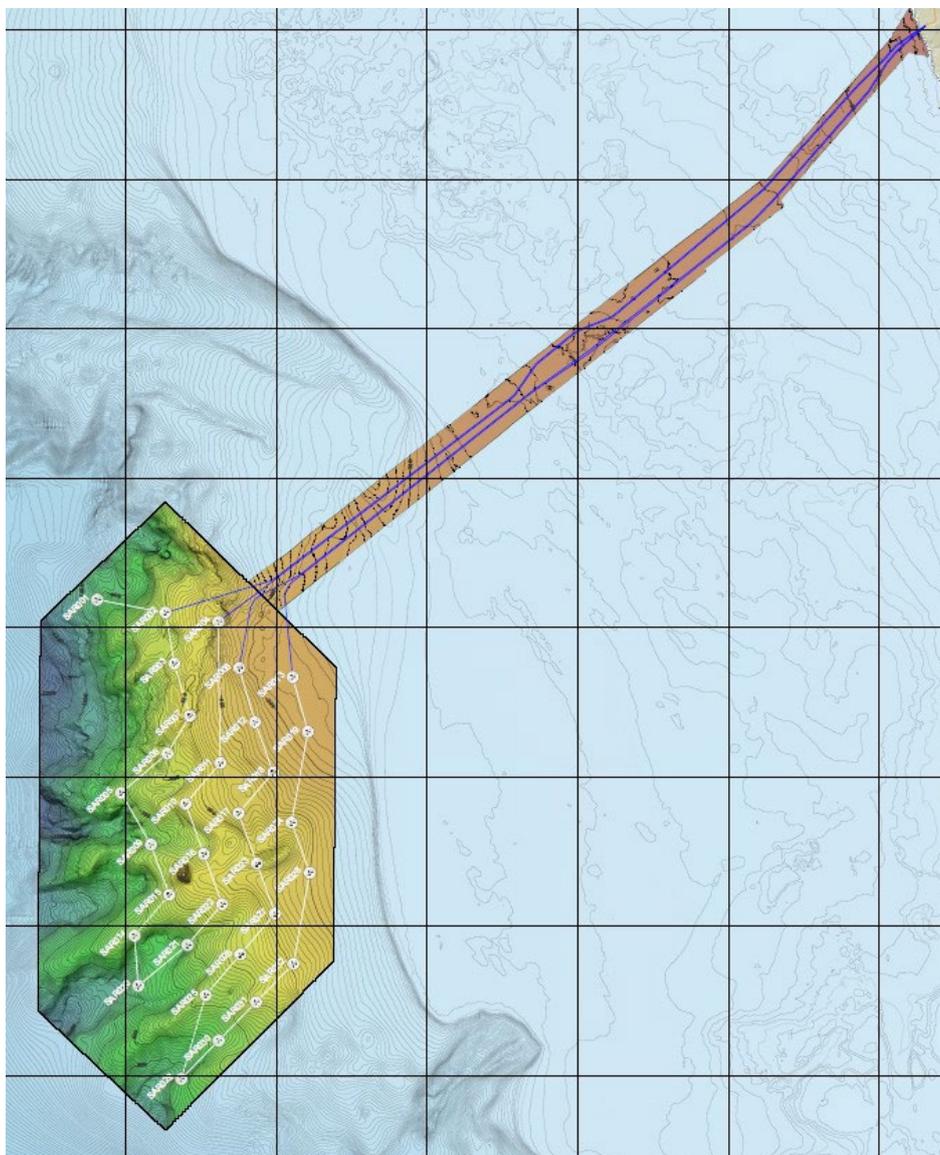
L'energia prodotta dagli aerogeneratori flottanti sarà immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale, in corrispondenza di un futuro ampliamento dell'attuale SE di Terna a 380 kV ubicata nel territorio del Comune di Ittiri (SS) in Contrada Sa Tanca De Pittigheddu, per come previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) per la connessione, cod. pratica n. 202200563 del 16/12/2022, fornita da Terna ed accettata dalla Società Proponente.

Dall'area di realizzazione della TJB i 4 elettrodotti interrati, percorrendo le strade esistenti, raggiungeranno una prima Stazione Elettrica di Trasformazione ed elevazione della tensione da 132 a 380 kV di nuova realizzazione, ubicata a sud-ovest del Comune di Alghero in Contrada S. Lussorio.

Da questa Stazione Elettrica, utile anche ad ottimizzare la funzionalità dell'impianto, usciranno due soli elettrodotti interrati, alla tensione di 380 kV, che, percorrendo sempre le strade esistenti, con un itinerario complessivo di circa 36 km, raggiungeranno la nuova Stazione Elettrica di Connessione alla RTN. Questa si prevede di realizzarla nel territorio comunale di Bessude (SS) in Contrada Su Pianu, la posizione di questa stazione di connessione è stata definita in funzione di quello che dovrebbe essere il futuro progetto di ampliamento dell'attuale stazione Terna di Ittiri (SS), per i cui dettagli occorrerà attendere il benessere di Terna.

Pertanto, riassumendo, le opere relative all'impianto eolico *offshore* in progetto saranno così distribuite:

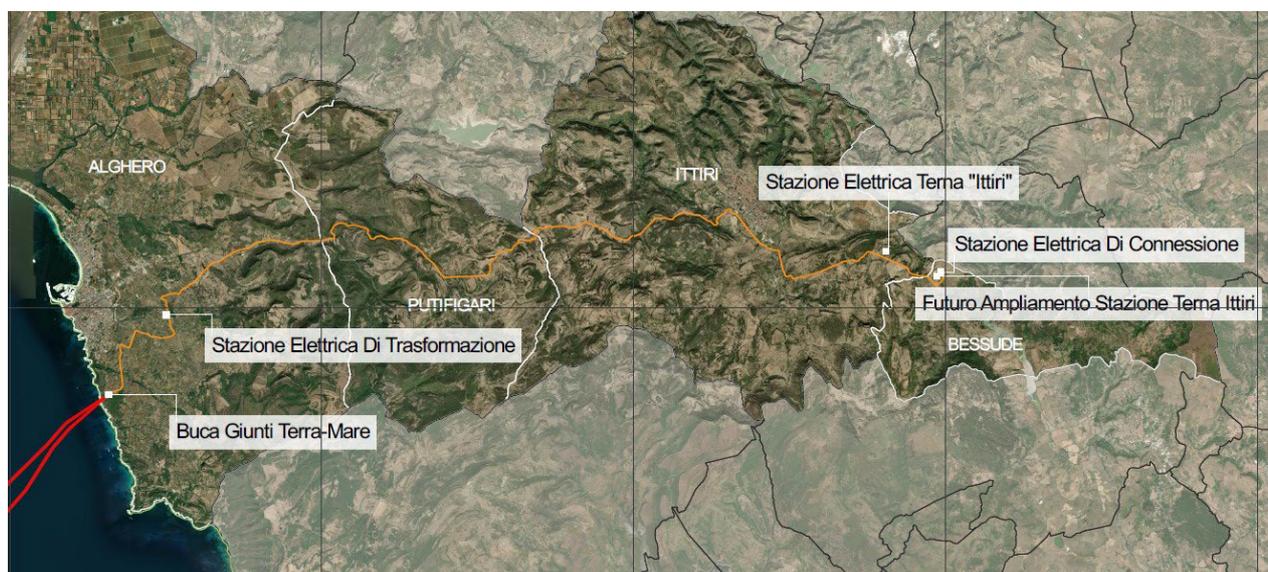
- Nell'area di mare della Piattaforma Continentale Italiana, all'esterno delle 12 miglia nautiche dalla costa ed entro le 200, è prevista l'installazione delle torri eoliche con relative fondazioni flottanti e sistemi di ancoraggio ed il posizionamento dei cavi marini in AT di collegamento *inter-array (IAC)*;
- Nella fascia di mare territoriale, entro le 12 miglia marine dalla cosiddetta linea di base, è invece prevista la posa dell'elettrodotto marino AT con estensione sino alla terraferma;
- Sulla parte del territorio regionale Sardo, si sviluppano invece tutte le infrastrutture *onshore* necessarie alla connessione dell'impianto alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), tra cui:
  - Realizzazione della TJB (Buca giunti terra-mare), nel Comune di Alghero in C.da P.ta Argentiera;
  - Realizzazione della Stazione di Trasformazione 132/380kV, a sud-ovest di Alghero (SS) in C.da S. Lussorio;
  - Realizzazione della Stazione di Connessione 380kV alla RTN, nel Comune di Bessude (SS) in C.da Su Pianu;
  - Realizzazione del futuro ampliamento della SE 380kV denominata "Ittiri" e raccordi AT 380kV per il collegamento con quella esistente.



**Figure 2-2: Layout eolico di progetto su carta batimetrica  
(Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-47).**

Naturalmente, come meglio si evince nelle tavole di progetto, la sezione di impianto *onshore* sarà anche caratterizzata da una serie di elettrodotti interrati ed opere accessorie necessarie alla distribuzione dell'energia elettrica prodotta.

Si precisa che il progetto del futuro ampliamento delle Stazione Elettrica 380kV di Ittiri, per come definito nella STMG, è in capo ad altra società nominata Capofila da Terna.



**Figure 2-3: Localizzazione opere onshore su ortofoto  
(Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-02B).**



**Figure 2-4: Inquadratura su ortofoto dell'area della stazione elettrica di connessione  
(Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-11C).**

### 3. Ambito di Lavoro

Lo scopo di questo documento è fornire un piano e una strategia di disattivazione di alto livello per il Parco Eolico Flottante Mistral. La strategia per la sua dismissione consiste nel valutare lo stato del sito e la fine della vita utile (*EoL*) dei diversi elementi all'interno dell'*OWF* per giustificare l'estensione della vita utile, il ripotenziamento degli elementi, il riutilizzo o la dismissione, se necessario. Tutto ciò deve avvenire nel rispetto delle leggi e dei regolamenti locali, a fronte di una soluzione economicamente interessante.

Il presente documento si concentra sulla tecnologia e sulle operazioni di disattivazione, tenendo conto i regolamenti e le leggi, nonché valutando attentamente l'impatto ambientale.

Il piano di disattivazione comprenderà quanto segue, ma non solo:

- **Studio di Mercato**

Una sintesi degli attuali metodi di disattivazione e degli sviluppi attraverso la ricerca e la documentazione dei metodi di disattivazione esistenti e dei progressi nella disattivazione dell'eolico offshore (galleggiante).

- **Valutazione del Regolamento**

Una sintesi delle normative esistenti per la disattivazione dell'eolico offshore italiano.

- **Porti**

Una valutazione dei potenziali porti adatti al processo di smantellamento, considerando fattori quali la vicinanza al sito *offshore*, le strutture portuali, la logistica del trasporto e qualsiasi requisito speciale per la gestione delle apparecchiature smantellate.

- **Metodologia di disattivazione**

La prima parte della metodologia consiste nell'identificare gli elementi da rimuovere. Questi potrebbero includere turbine, sottostrutture, cavi, fondazioni e altre infrastrutture. Seguirà una descrizione dei metodi di smantellamento che verranno impiegati per ciascun elemento, insieme alle tempistiche stimate per il completamento. Fornire una stima approssimativa dei costi per la gestione delle attrezzature e dei materiali durante il processo di disattivazione.

- **Rischi e Mitigazioni**

Identificazione dei rischi potenziali associati al processo di disattivazione e sviluppo di strategie per mitigarli. Ciò potrebbe riguardare problemi di sicurezza, impatti ambientali, sfide tecniche e conformità normativa.

- **Sinergie con altri *OWF***

Evidenziare le sinergie con altri *OWF* globali, regionali e italiani.

#### 3.1 Disattivazione

La decisione su quando disattivare un parco eolico *offshore* (*OWF*) è un aspetto cruciale del piano di dismissione. Questa sezione esplora i fattori che influenzano la tempistica della disattivazione, le strategie alternative per estendere la durata di vita degli asset e le considerazioni per prendere decisioni informate. Attualmente le strategie di *EoL* non sono pienamente formate fino a quando il

progetto non si avvicina alla sua conclusione e il supporto normativo per guidare gli sviluppatori di parchi eolici è limitato<sup>1</sup>.

La decisione su quando smantellare un parco eolico *offshore* (OWF) comporta diverse fasi e considerazioni:

- **Estensione della Vita:** Prolungare la durata di vita dei beni al di là della loro durata originale. Esplorare i metodi per ottimizzare la manutenzione, aggiornare le tecnologie e garantire un'efficienza operativa continua; un esempio di questo potrebbe essere l'utilizzo della manutenzione predittiva che si avvale di sensori e analisi dei dati per aiutare a identificare e risolvere potenziali problemi prima che portino a fermi macchina e per fornire dati per potenziali gemelli digitali.
- **Repowering:** Esaminare l'opzione di sostituire i generatori di turbine eoliche (WTG) esistenti con nuovi componenti per migliorare la produzione di energia, l'affidabilità e l'efficienza. L'aggiornamento delle turbine con una maggiore capacità e una migliore efficienza può migliorare l'economia complessiva del progetto. Considerare scenari di ripotenziamento parziale o totale.
- **Riutilizzo per altri Scopi:** Esplorare le opportunità di riutilizzo delle risorse dismesse, ad esempio trasformandole in barriere coralline artificiali, attrazioni turistiche, pratiche di acquacoltura o piattaforme per altre fonti di energia rinnovabile. Un'altra opzione da prendere in considerazione è il riutilizzo delle infrastrutture dell'OWF per stazioni di monitoraggio ambientale, che raccolgano dati sulle condizioni dell'oceano, sul clima e sulla vita marina.
- **Disattivazione:** È l'ultima opzione quando le opzioni sopra elencate non sono praticabili (per motivi tecnici, economici, normativi, ambientali o di altro tipo). La disattivazione può essere effettuata parzialmente o completamente. Parte della disattivazione consiste nello smantellamento, nella rimozione, nello smaltimento e nel ripristino del sito.

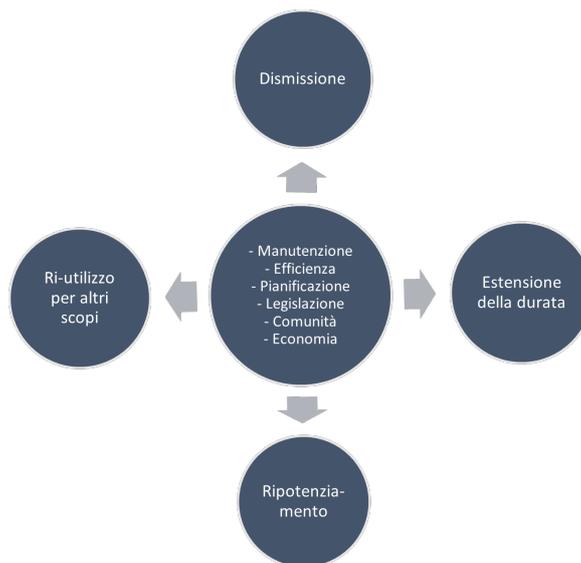
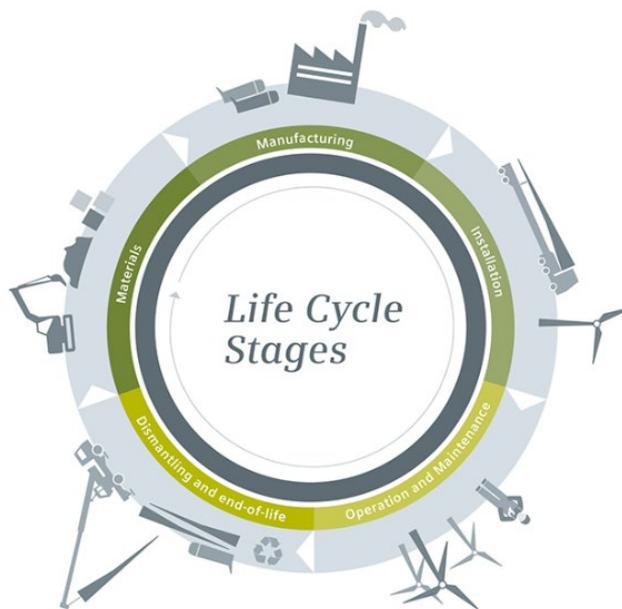


Figura 3-1: Considerazioni sul processo decisionale di fine vita.

<sup>1</sup> ORE-Catapult, *End-of-life planning in offshore wind*, London: 2021.

### 3.2 Gestione del Fine Vita

La gestione della fine del ciclo di vita (*End-of-Life, EoL*) delle infrastrutture eoliche *offshore* implica un'attenta pianificazione, esecuzione e gestione responsabile dei vari componenti dell'impianto quando si avvicinano alla fine del loro ciclo di vita operativo. L'*EoL* dei diversi elementi all'interno dell'*OWF* determinerà la linea d'azione appropriata. Ciò comporta la valutazione delle condizioni, delle prestazioni e della fattibilità di ciascun componente rispetto alla valutazione dei costi e dei benefici.



**Figura 3-2: Ciclo di vita di un parco eolico *offshore*.**

Una gestione efficace della fine del ciclo di vita è essenziale per garantire un processo regolare e responsabile che riduca al minimo gli impatti ambientali negativi, massimizzi il recupero delle risorse e mantenga la continuità operativa riducendo al minimo i rischi per l'ambiente e la sicurezza. Gli elementi da tenere in considerazione per la gestione del fine vita sono elencati di seguito, ma non solo:

- Inventario e valutazione delle risorse:
  - Mantenere un inventario aggiornato di tutti i componenti dei parchi eolici *offshore*, tra cui turbine eoliche, fondazioni, cavi sottomarini, sottostazioni e infrastrutture associate.
  - Valutare regolarmente le condizioni, le prestazioni e la vita operativa residua di ogni asset per determinare quando iniziare la disattivazione.
- Strategia di disattivazione:
  - Sviluppare una strategia chiara per la disattivazione che delinei la sequenza delle attività, l'allocazione delle risorse e la conformità ai requisiti normativi.
  - Considerare le varie opzioni di disattivazione, come la rimozione completa, la rimozione parziale o la riconversione degli asset, in base a fattori tecnici, economici e ambientali.

- Conformità ambientale e normativa:
  - Garantire la conformità alle normative nazionali e internazionali per lo smantellamento *offshore*, la protezione ambientale e la sicurezza.
  - Ottenere i permessi e le approvazioni necessarie dalle autorità competenti prima di iniziare le attività di disattivazione.
- Gestione dei dati e delle informazioni:
  - Gestire e trasferire in modo sicuro i dati relativi alle operazioni, alla manutenzione e alle specifiche di progettazione del parco eolico per facilitare la pianificazione e l'esecuzione della disattivazione.
  - Salvaguardare le informazioni sensibili e garantire la corretta condivisione dei dati con gli appaltatori e le parti interessate.
- Pianificazione finanziaria e *budgeting*:
  - Stimare i costi associati alle attività di disattivazione, tra cui la rimozione degli *asset*, lo smaltimento dei rifiuti, la bonifica del sito e il monitoraggio.
  - Sviluppare un *budget* di disattivazione e disposizioni finanziarie per coprire questi costi.
- Comunicazione con le parti interessate:
  - Impegnarsi con le parti interessate, comprese le comunità locali, le agenzie di regolamentazione, gli appaltatori e gli investitori, per comunicare i piani di disattivazione, le tempistiche e gli impatti potenziali.
  - Rispondere alle preoccupazioni e fornire informazioni sul processo di disattivazione e sui suoi benefici.
- Esecuzione tecnica:
  - Coordinare e supervisionare l'esecuzione delle attività di smantellamento, che possono includere lo smontaggio, il taglio, il sollevamento e il trasporto di beni utilizzando navi e attrezzature specializzate.
  - Garantire il rispetto dei protocolli di sicurezza per proteggere i lavoratori e ridurre al minimo i rischi ambientali.
- Gestione dei rifiuti e riciclaggio:
  - Massimizzare il recupero delle risorse riciclando e riutilizzando, ove possibile, i materiali provenienti dalle attività dismesse.
  - Gestire lo smaltimento dei rifiuti nel rispetto delle normative, in particolare per i materiali pericolosi.
- Bonifica e monitoraggio del sito:
  - Ripristinare il sito dismesso nelle sue condizioni originali o migliorate, rimuovendo le infrastrutture, ripristinando le condizioni del fondale marino e affrontando ogni potenziale impatto ambientale.

- Implementare il monitoraggio *post-decommissioning* per valutare il recupero del sito e affrontare eventuali problemi imprevisti.
- Documentazione e rapporti:
  - Mantenere una documentazione dettagliata dell'intero processo di disattivazione, comprese le valutazioni, le strategie, le attività, le transazioni finanziarie e i risultati ambientali.
  - Fornire rapporti completi agli enti normativi e alle parti interessate per dimostrare la conformità e la trasparenza.
- Lezioni apprese e miglioramento continuo:
  - Dopo il completamento, riesaminare il processo di disattivazione per identificare le lezioni apprese e le aree da migliorare nei progetti futuri.
  - Applicare queste conoscenze per migliorare le strategie di gestione del fine vita dei futuri parchi eolici *offshore*.

Tutte le attività sopra elencate faranno parte, ove utile e necessario, del processo di costruzione e gestione dell'impianto in modo da avere una fotografia costantemente aggiornata sullo stato del progetto.

### 3.3 Estensione della Vita

Quando l'estensione dell'*EoL* non è possibile, la decisione di smantellare un parco eolico *offshore* deve essere attentamente considerata e intrapresa tenendo conto di fattori tecnici, economici, normativi e ambientali. Questi fattori variano a seconda dell'ubicazione specifica del sito, tuttavia, per determinare se la disattivazione è l'opzione corretta, è necessario analizzare le seguenti considerazioni:

- Vitalità tecnica
  - Integrità strutturale - Una valutazione dell'integrità strutturale dell'infrastruttura *offshore*. Se l'infrastruttura non è più sicura o idonea allo scopo, può essere necessario lo smantellamento.
  - Disponibilità dei componenti - I significativi progressi tecnologici nelle dimensioni e nella scala dei parchi eolici *offshore* fanno sì che le attrezzature più vecchie, necessarie per la riparazione e la manutenzione dei parchi eolici *offshore* più vecchi, possano essere obsolete e quindi non sia possibile intraprendere lavori di *O&M*.
- Vitalità economica
  - Costi operativi - se il costo dei lavori di *O&M* su una turbina eolica *offshore* supera i ricavi generati dalla produzione di energia, la disattivazione può essere più economica rispetto alla prosecuzione dei lavori di *O&M*.
  - Produzione di energia - un calo della produzione di energia dovuto al degrado delle apparecchiature può avere un impatto sulla fattibilità finanziaria del progetto.
- Regolamentazione

- Obblighi di fine vita: con l'evoluzione e la maturazione del settore, è possibile che le giurisdizioni prevedano requisiti normativi per lo smantellamento di un *OWF*, compresa la rimozione di un'infrastruttura intera o parziale.
- I tempi di disattivazione varieranno per ogni *OWF*. Ciò dipende da diversi aspetti, come il periodo di locazione (potrebbe essere possibile un'opzione di estensione), la strategia di *O&M*, la disponibilità di strumenti e nuovi sviluppi.

## 4. Studio di Mercato

### 4.1 Stato Attuale della Disattivazione

In linea generale per promuovere una disattivazione sostenibile, è indispensabile comprendere le normative, le linee guida e le responsabilità dei singoli soggetti. Inoltre, le considerazioni sul riutilizzo e il riciclaggio dei materiali sono parte integrante della fase di progettazione (*FEED* e fase di progettazione dettagliata) per promuovere pratiche di smantellamento responsabili<sup>2</sup>.

#### 4.1.1 Disattivazione nell'Industria Petrolifera e del Gas

L'industria eolica *offshore* può attingere all'esperienza e agli insegnamenti tratti dalle procedure di disattivazione dell'industria del petrolio e del gas (O&G). Sebbene i due settori presentino delle differenze, ci sono diverse aree chiave in cui l'industria eolica *offshore* può trarre vantaggio dall'esperienza del settore O&G:

- **Valutazione dell'integrità strutturale** - l'industria O&G ha sviluppato tecniche sofisticate per valutare l'integrità strutturale di piattaforme e condotte *offshore* prima dello smantellamento. Questi metodi, come i test non distruttivi (NDT), l'analisi agli elementi finiti (FEA) e i sistemi di gestione dell'integrità, possono essere adottati dall'industria eolica *offshore* per garantire lo smantellamento sicuro delle infrastrutture *offshore*.
- **Rimozione di infrastrutture sottomarine** - Le piattaforme *offshore* di petrolio e gas hanno spesso infrastrutture sottomarine complesse. Tecniche come il taglio, la stuccatura e il sollevamento sono state perfezionate nel settore O&G per la rimozione delle infrastrutture sottomarine. L'eolico *offshore* può beneficiare di questi metodi per la rimozione di fondazioni e cavi sottomarini.



Figura 4-1: Una nave per il sollevamento di carichi pesanti solleva il lato superiore della piattaforma petrolifera.

<sup>2</sup> E. Topham, "Offshore Wind Farm Decommissioning Best Practice," Land Journal, 2020.

- **Tappatura e abbandono dei pozzi** - Trasferendo il concetto di tappatura e abbandono dei pozzi dall'industria O&G, l'eolico *offshore* potrebbe sviluppare metodologie simili per sigillare e fissare in modo sicuro gli eventuali fori di trivellazione e i pali di fondazione, al fine di prevenire perdite e rischi strutturali durante la disattivazione.
- **Operazioni di sollevamento e salvataggio** - L'industria petrolifera e del gas impiega navi di sollevamento e salvataggio avanzate, dotate di gru e argani, per la rimozione di attrezzature e strutture pesanti dal fondale marino. L'eolico *offshore* potrebbe potenzialmente adottare e adattare queste navi per la rimozione dei componenti e delle fondazioni delle turbine eoliche.
- **Riciclaggio e smaltimento dei materiali** - Lo smantellamento di impianti O&G comporta la manipolazione di materiali di vario genere. Il settore dell'eolico *offshore* può imparare dal settore O&G a riciclare, smaltire e trattare in modo sostenibile materiali come l'acciaio, il cemento e i materiali compositi per ridurre al minimo l'impatto ambientale.
- **Monitoraggio e mitigazione ambientale** - Lo smantellamento del settore O&G richiede spesso il monitoraggio e la mitigazione dei potenziali impatti ambientali. L'eolico *offshore* può adottare protocolli di monitoraggio simili per la dispersione dei sedimenti, il rumore e il disturbo della fauna marina durante le attività di smantellamento.
- **Bonifica dei fondali marini** - Le tecniche di pulizia e bonifica dei contaminanti dei fondali marini, perfezionate dall'industria O&G, possono essere utili per l'eolico *offshore* per affrontare il potenziale inquinamento durante il processo di smantellamento.

#### 4.1.2 Differenze tra O&G e OWF

Se da un lato vi sono analogie tra l'industria del petrolio e del gas e quella dell'eolico *offshore*, dall'altro vi sono anche differenze significative. Le principali sono elencate di seguito:

- **Profondità delle acque** - Le piattaforme O&G possono essere situate in un'ampia gamma di profondità delle acque, da quelle poco profonde (0m-150m) a quelle ultra profonde (>1.500m), a seconda della posizione delle riserve O&G. Attualmente le OWF sono tipicamente situate in acque meno profonde rispetto alle strutture O&G, con la maggior parte dei progetti in acque da poco profonde a moderate. Tuttavia, con l'utilizzo di sistemi galleggianti, anche per questo tipo di impianti si comincia a ragionare sulla loro installazione a profondità elevate.
- **Distanza dalla costa** - Le piattaforme O&G possono essere situate vicino alla costa o in località *offshore* remote, a seconda della posizione delle riserve. Le piattaforme eoliche sono generalmente più vicine alla costa rispetto alle piattaforme O&G a causa della vicinanza necessaria per la connessione alla rete e la trasmissione dell'energia. Come per le fondazioni, anche questo aspetto sta evolvendo verso la configurazione di parchi eolici galleggianti posti più lontani dalla costa rispetto ai parchi eolici *offshore* a fondo fisso.
- **Esperienza di smantellamento** - Le piattaforme O&G *offshore* sono in funzione dagli anni Cinquanta. Lo smantellamento di queste piattaforme O&G è diventato sempre più comune man mano che raggiungevano la fine del loro ciclo di vita, consentendo di trasferire l'esperienza e le lezioni apprese nel settore. L'industria dell'eolico *offshore* ha un'esperienza molto minore in materia di smantellamento, poiché la maggior parte delle piattaforme eoliche non ha ancora raggiunto la fine del proprio ciclo di vita (la prima piattaforma è entrata in funzione nel 1991). Dato che il primo parco eolico galleggiante su larga scala è entrato in funzione nel 2017, la sua disattivazione avverrà ancora più tardi rispetto a quella dei parchi

eolici a fondo fisso. Pertanto, è rilevante apprendere, per come sopra esposto, ed utilizzare le tecniche di smantellamento del settore O&G.



**Figura 4-2: Un'imbarcazione specializzata per il trasporto di carichi pesanti si prepara a sollevare la parte superiore di una piattaforma petrolifera.**

- **Quantità di strutture** – Le piattaforme O&G sono tipicamente strutture singole, composte da più piattaforme, con funzioni specifiche, che estraggono risorse dal fondale marino. Le OWF comprendono un numero maggiore di strutture (quasi) dello stesso tipo, come WTG, sottostazioni e sottostrutture associate, che occupano un'area maggiore in mare aperto rispetto alle strutture O&G. Le lunghezze possono variare a seconda delle profondità dell'acqua e dei progetti dettagliati delle OWF.
- **Infrastruttura onshore** - Per l'industria O&G potrebbe esserci una distinzione più chiara tra l'infrastruttura *onshore* e quella *offshore*. Per l'OWF è necessario considerare anche l'infrastruttura *onshore* e il collegamento con la terraferma, ovvero i cavi elettrici. L'interfaccia tra la costa potrebbe essere un'interfaccia morbida o un tubo di perforazione direzionale orizzontale (HDD) che collega il cavo *onshore* e *offshore*, anche con una stazione di trasmissione seguita da cavi elettrici *onshore* che si collegano alla sottostazione *onshore*. Tuttavia, per questo aspetto è utile ricordare che la parte *onshore* di un impianto *offshore* è del tutto simile ai sistemi di generazione elettrica tradizionale, si parla di cavi per la trasmissione dell'energia elettrica interrata, di stazioni di trasformazione e connessione alla RTN, ecc.
- **Impatto ambientale** - L'estrazione di risorse O&G può comportare problemi ambientali, tra cui il potenziale di fuoriuscita di petrolio, l'alterazione degli habitat e le emissioni di gas serra.
- **Catena di approvvigionamento e competenze:** l'industria O&G dispone di una catena di approvvigionamento consolidata e di competenze nelle tecniche di esplorazione, perforazione e produzione *offshore*. La catena di approvvigionamento dell'industria eolica *offshore* è attualmente limitata ma sottoposta ad una rapidissima crescita, espansione ed evoluzione, che nel brevissimo periodo porterà ad una implementazione del settore tale da risolvere le varie problematiche. Con la maturazione del settore e la potenziale standardizzazione dei metodi e delle specifiche delle attrezzature, la pressione sulla catena di approvvigionamento verrà sicuramente alleggerita, soprattutto quando si inizierà a pianificare la disattivazione con largo anticipo.

#### 4.1.3 Dismissione dell'OWF

Lo smantellamento di un parco eolico *offshore* è un processo meticoloso che prevede la rimozione sicura e responsabile dal punto di vista ambientale delle turbine eoliche e delle infrastrutture associate dai loro fondali marini. Si tratta di un processo intricato che segna la fase *EoL* di un parco eolico *offshore* e che richiede un'attenta pianificazione, il coordinamento e il rispetto di normative rigorose.

I progetti di smantellamento di parchi eolici *offshore* realizzati in passato fungono da preziosi casi di studio per le future procedure di smantellamento. Esistono *database online* dove vengono elencati i precedenti lavori di disattivazione intrapresi a livello globale, con una breve panoramica dei lavori svolti, che possono costituire una guida per la futura disattivazione dei parchi eolici *offshore*.

## 4.2 Differenze nello Smantellamento tra OWF a Fondazioni Fisse e Fondazioni Galleggianti

Sono state proposte diverse strategie di disattivazione per le turbine eoliche a fondo fisso, molte delle quali possono essere applicate anche ai parchi eolici galleggianti. Tuttavia, le turbine eoliche *offshore* galleggianti (*FOWT*) pongono ulteriori sfide, come i cavi dinamici, le linee di ormeggio, la necessità di finestre operative reali più lunghe, ecc.

Di seguito viene fornita una panoramica delle principali differenze dal punto di vista della disattivazione:

- **Tipo di Fondazione**
  - **A fondo fisso:** Le turbine eoliche a fondo fisso sono tipicamente ancorate al fondale marino mediante monopali, torri o *jackets*, strutture a gravità o altre strutture di fondazione fisse. Lo smantellamento comporta l'inversione del processo di installazione, rimuovendo le pale, la navicella e la torre e quindi estraendo i pali o le strutture di fondazione dal fondale marino.

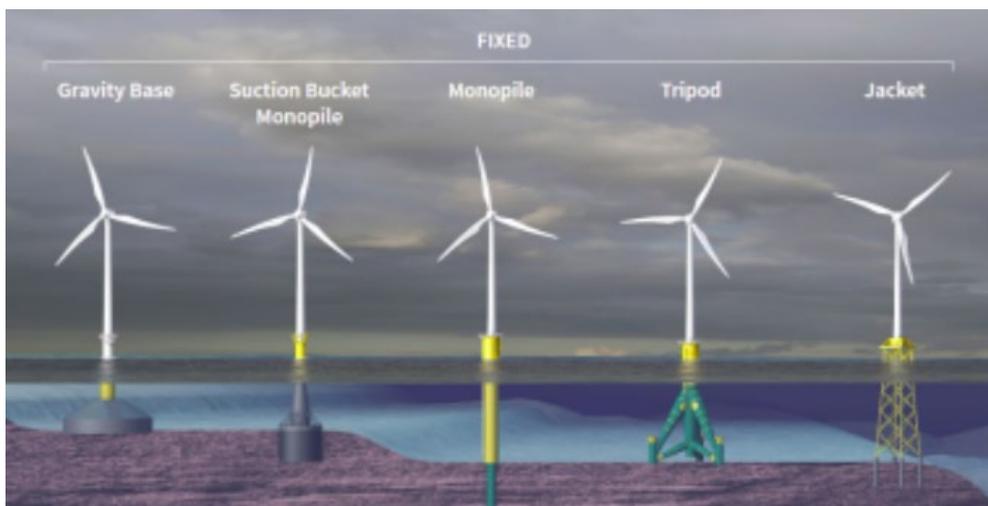


Figura 4-3: Esempi di fondazioni fisse tipiche.

- **Galleggianti:** Lo smantellamento delle turbine galleggianti richiede la disconnessione di questi componenti dinamici, il recupero della piattaforma galleggiante e l'eventuale recupero delle ancore o delle linee di ormeggio. Le ancore possono essere di diverso tipo, ad esempio incorporate per trascinamento, a gravità, perforate o palificate, e richiedono tecniche di rimozione diverse. Le ancore su pali potrebbero, ad esempio, essere trattate durante lo smantellamento come altre strutture su pali utilizzate come fondazioni fisse sul fondo, anche se le loro dimensioni (diametro e lunghezza) sarebbero inferiori.

- **Ormeggi e Cavi Sottomarini**

- **Fondo fisso:** Tutti i progetti a fondo fisso hanno cavi statici e nessuna linea di ormeggio. Le *OWF* fisse si trovano in acque meno profonde rispetto a quelle galleggianti e quindi è molto probabile che i cavi siano interrati o protetti in un modo o nell'altro, ad esempio coperti da grandi materassi di cemento.
- **Galleggianti:** Le *FOWT* dispongono di cavi *inter-array* di potenza sottomarini dinamici che collegano le piattaforme galleggianti attraverso il fondale marino. I cavi elettrici sottomarini di esportazione sono statici o parzialmente dinamici, a seconda della struttura di fondazione che collega la *OWF* alla terraferma.

La profondità dell'acqua è di solito molto maggiore per le *FOWT*, al punto che la protezione dei cavi mediante interrimento non è necessaria. Potrebbe essere necessario installare una protezione aggiuntiva per stabilizzare i cavi, magari in parte, sui percorsi dei cavi.

Per quanto riguarda le reti elettriche mobili fisse e galleggianti, la necessità di smantellare i cavi di alimentazione terrestri e sottomarini (*inter-array* e di esportazione), in parte o completamente, dovrà essere valutata in funzione del progetto. Ciò dipenderà soprattutto dalle normative locali.

- **Finestre Operative**

- **Fondo fisso:** Le finestre operative per le attività di smantellamento sono limitate principalmente dallo stato del mare e dalla velocità del vento, a causa dell'elevato numero di operazioni di sollevamento pesante. Lo smantellamento può essere suddiviso in diverse attività più piccole che possono essere messe in pausa quando si prevedono condizioni meteorologiche avverse.
- **Galleggiante:** Le operazioni di rimorchio da un porto all'altro (o viceversa in caso di ripotenziamento) per le *FOWT* sono operazioni continue e difficili da interrompere a metà strada. Pertanto, richiedono finestre meteorologiche operative molto più lunghe per essere completate, a seconda della distanza dal porto utilizzata per le operazioni di smontaggio. Durante queste finestre meteorologiche più lunghe possono verificarsi condizioni meteorologiche avverse, per cui è essenziale identificare rifugi sicuri lungo il percorso di traino tra il sito e il porto di smantellamento. Questi rifugi servono come luoghi cruciali per cercare riparo durante le condizioni meteorologiche avverse.

Attualmente non si prevede che il sollevamento di carichi pesanti in mare aperto sia necessario per lo smantellamento delle *FOWT*, poiché le unità integrate saranno probabilmente rimorchiate in un porto o in un altro sito di smantellamento protetto per essere smontate. Tuttavia, alcune attività in mare aperto sono necessarie per scollegare le linee e i cavi di ormeggio e saranno programmate in maniera opportuna.

- **Requisiti delle Navi e dell'Attrezzatura**

- **Fondo fisso:** Le navi e le attrezzature per lo smantellamento devono essere in grado di effettuare sollevamenti pesanti per la rimozione di pale, navicelle e torri, nonché navi specializzate con attrezzature per le operazioni di taglio per il recupero delle fondazioni dal fondo marino.
- **Galleggiante:** Per il *FOWT* è necessaria una varietà di imbarcazioni, ma con una minore richiesta di prestazioni di sollevamento e taglio pesanti, e più focalizzate sulle operazioni di rimorchio in porto. In base agli sviluppi futuri, lo smantellamento della *WTG* nel porto potrebbe essere effettuato con una gru a terra, ad esempio dalla banchina, con un'imbarcazione *jack-up* o con un nuovo tipo di imbarcazione specializzata nell'installazione di *FOWT*.

- **Considerazioni Ambientali**

- **Fondo fisso:** Lo smantellamento delle turbine fisse richiede la perturbazione del fondale marino durante l'estrazione delle fondamenta, con potenziali ripercussioni sugli ecosistemi marini. Inoltre, per il recupero dei cavi, se applicabile, è necessario prendere in considerazione i vincoli ambientali. Intorno alle strutture e/o agli attraversamenti di beni di terzi, spesso possono essere presenti protezioni contro la mareggiata per mezzo di strutture di roccia e/o materassi di cemento. Occorre tenerne conto e decidere se gestire e recuperare la protezione o mantenerla in loco. Ciò dipende in larga misura dalle leggi e dai regolamenti locali.
- **Galleggianti:** Le *FOWT* con sistemi di ormeggio e ancoraggio possono essere meno invasive e quindi avere un impatto minore per ogni luogo, ma nel complesso hanno un'impronta maggiore (ad esempio a causa della maggiore impronta della catenaria o dei sistemi ormeggiati in tensione) e quindi sono comunque importanti le considerazioni ambientali da implementare. Ne consegue che per il recupero dei cavi è necessario prendere in considerazione eventuali vincoli ambientali, anche per il fatto che se le fondazioni galleggianti si trovano in acque più profonde, è possibile che i cavi non vengano interrati affatto, in quanto il rischio di essere danneggiati potrebbe essere minore. Intorno alle strutture e/o agli attraversamenti di punti specifici, spesso possono essere installate protezioni contro l'erosione mediante strutture di roccia e/o materassi di cemento. Si prevede che le protezioni contro le mareggiate installate intorno alle strutture in una cassa di navigazione galleggiante siano meno numerose rispetto alle casse di navigazione a fondo fisso.

Le considerazioni da fare per decidere se recuperarli o mantenerli in loco dipendono dalle leggi e dai regolamenti locali (ad esempio, nelle acque del Regno Unito tutti gli elementi installati devono essere rimossi/recuperati, mentre nei Paesi Bassi non è necessario rimuoverli se si può dimostrare che non ci sono danni all'ambiente e/o che forniranno un valore aggiunto all'ambiente locale).

- **Maturità Tecnologica**

- **A fondo fisso:** Le strategie di disattivazione delle turbine fisse sono più mature e ben documentate grazie alla loro più lunga storia operativa.
- **Galleggianti:** Le *FOWT* sono una tecnologia relativamente recente e le strategie di disattivazione si stanno ancora evolvendo man mano che l'industria acquisisce esperienza, tuttavia le *FOWT* beneficeranno del vantaggio e dell'esperienza delle campagne di disattivazione delle *OWF* a fondo fisso. Il piano di smantellamento può evolversi mentre l'*OWF* è in funzione, beneficiando dell'apprendimento e dell'esperienza delle più recenti tecnologie di installazione.

In sintesi, mentre le turbine eoliche *offshore* a fondo fisso e quelle galleggianti presentano analogie nei processi di smantellamento, le differenze principali risiedono nei requisiti necessari per eseguire le operazioni di smantellamento in mare aperto di alcuni componenti di impianto rispetto al probabile smontaggio delle turbine eoliche galleggianti delle stazioni elettriche *offshore* in un porto/luogo riparato grazie alla possibilità di trainare in sito.

### 4.3 Metodi Attuali di Disattivazione

La rapida espansione dell'industria eolica *offshore*, in particolare l'espansione dell'eolico *offshore* galleggiante e il rapido aumento delle dimensioni e della scala delle turbine, delle attrezzature e dell'impatto sul costo livellato dell'elettricità hanno fatto sì che la disattivazione sia il processo preferito alla fine del ciclo di vita di un parco eolico *offshore*.

Attualmente non esiste un processo o una metodologia consolidata per la disattivazione. Tuttavia, le tre considerazioni principali per la disattivazione di un parco eolico *offshore* sono attualmente: riduzione dei tempi, dei costi e degli impatti (socio)ambientali.

### 4.4 Sequenza

L'approccio attuale alla disattivazione prevede una metodologia di installazione inversa. I componenti chiave considerati in questo processo includono lo smantellamento della turbina eolica, della piattaforma galleggiante, dei cavi (*offshore* e *onshore*), degli ormeggi, delle ancore e delle infrastrutture *onshore* come le sottostazioni/stazioni di trasmissione. Per il progetto esame, una tipica sequenza di eventi per lo smantellamento è descritta nel paragrafo 7.2.

### 4.5 Catena di Approvvigionamento

La disponibilità di navi specializzate per la disattivazione è un altro fattore cruciale da considerare. A causa della rapida espansione e della crescita globale dell'industria eolica *offshore*, insieme all'aumento delle dimensioni e della scala delle OWF e delle attrezzature ad esse associate, le navi specializzate in grado di eseguire le attività di disattivazione, che provengono principalmente dal mondo dell'O&G sono in numero limitato. Tuttavia, come più volte rimarcato, il settore è in continua evoluzione e conseguentemente questo sarà da traino per risolvere anche questa problematica, non solo il progetto è essenzialmente costituito da componenti galleggianti che, come più volte ribadito, saranno trainate in porti adeguati allo smaltimento.

Lo stesso livello elevato di domanda è previsto per i porti. La capacità portante, il pescaggio e lo spazio richiesto per la disattivazione limitano il numero di porti in grado di gestire gli scafi o l'installazione di WTG in banchina. Tuttavia, si può ipotizzare che la catena di fornitura sarà maturata nella fase di disattivazione e che un maggior numero di porti sarà in grado di gestire i componenti FOWT di attuale generazione.

Una volta terminata la fase operativa di un parco eolico *offshore*, durante il processo di smantellamento possono essere applicate diverse leggi e normative per il ripristino dell'ambiente marino. La portata e la severità dei requisiti legali possono variare da Paese a Paese; in alcuni Paesi. È utile rilevare che le recenti metodologie di smantellamento hanno esplorato la possibilità di lasciare alcune strutture in situ, poiché la loro rimozione potrebbe alterare la biodiversità e gli habitat marini che si sono adattati all'esistenza della struttura stessa.

A causa del primo stadio di sviluppo dell'industria dell'energia eolica galleggiante e dell'assenza di *best practice* consolidate, esiste un notevole potenziale di ottimizzazione e riduzione dei costi in queste operazioni. Il settore FOWT ha un vantaggio significativo in quanto cosiddetto "second

*mover*" e può sfruttare l'esperienza tecnica e le innovazioni dell'industria *O&G offshore* e delle turbine eoliche *offshore* fisse. In particolare, l'industria eolica *offshore* può avvalersi anche degli sviluppi applicabili ai parchi eolici *onshore*, data la somiglianza di alcuni componenti.

#### 4.5.1 Piattaforme Semisommersibili

Alcuni dei principali vantaggi durante lo smantellamento di piattaforme di tipo semisommersibile come quelle utilizzate per questo progetto sono:

- La completa rimorchiabilità a riva dei componenti per essere smontati.
- Il fatto che le piattaforme semisommersibili utilizzano spesso ancore incorporate per trascinarsi facilmente recuperabili.
- La possibilità che lo smontaggio della *WTG* possa essere effettuato in un porto adeguato, evitando quindi di approvvigionare navi per il sollevamento di carichi pesanti.

Quanto sopra evidenzia e ribadisce come, problemi che a prima vista possono sembrare di difficile gestione e risoluzione, in realtà si possono affrontare e risolvere utilizzando ed ottimizzando al meglio già le risorse ad oggi disponibili, come navi da traino e non navi per sollevamento carichi pesanti, porti in cui adeguare il pescaggio, ecc.

#### 4.5.2 Modellazione dei Costi per lo Smantellamento di Parchi Eolici Galleggianti

##### 4.5.2.1 Modellazione Generale dei Costi

Per i parchi eolici fissati sul fondo, circa il 15% delle spese di capitale (*CAPEX*), il 50% delle spese operative (*OPEX*) e l'80% delle spese di disattivazione (*DECEX*) sono direttamente attribuite alle operazioni in mare (Judge, et al, 2019)<sup>3</sup>.

I dati comparativi per il settore dell'energia eolica galleggiante sono attualmente limitati, tuttavia le cifre disponibili evidenziano l'importanza di una pianificazione dettagliata e di considerazioni sulle operazioni in mare. Studi condotti da Castro-Santos, 2016<sup>4</sup> indicano che circa il 36% dei costi totali dei progetti galleggianti sono sostenuti durante le attività di installazione, sfruttamento e smantellamento. Castro-Santos et al, 2018<sup>5</sup> ha inoltre rivelato che le dimensioni dei parchi eolici galleggianti incidono significativamente sui costi di installazione e quindi sui costi di smantellamento. Tuttavia, questo aspetto deve essere attentamente bilanciato con i rischi specifici del progetto e del sito.

La Figura 4-4 mostra la tipica ripartizione dei costi associati a un parco eolico galleggiante rispetto a un parco eolico fisso sul fondo. I costi associati all'eolico galleggiante sono attualmente meno consolidati e quindi saranno necessari nuovi e migliori modelli per calcolare queste spese in modo più affidabile e preciso.

<sup>3</sup> Judge, F., McAuliffe, F. D., Sperstad, I. B., Chester, R., Flannery, B., Lynch, K., and Murphy, J, "A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms, *Renew. Sustain. Energ.*".

<sup>4</sup> Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Carral-Couce, L., and Formoso, J. Á. F.: "Economic feasibility of floating offshore wind farms", *Energy*, vol. 112, p. 868–882, 2016.

<sup>5</sup> Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Álvarez-Feal, C, Carral, L., "Influence of size on the economic feasibility", *Sustainability*, vol. 10, p. 4484, 2018.

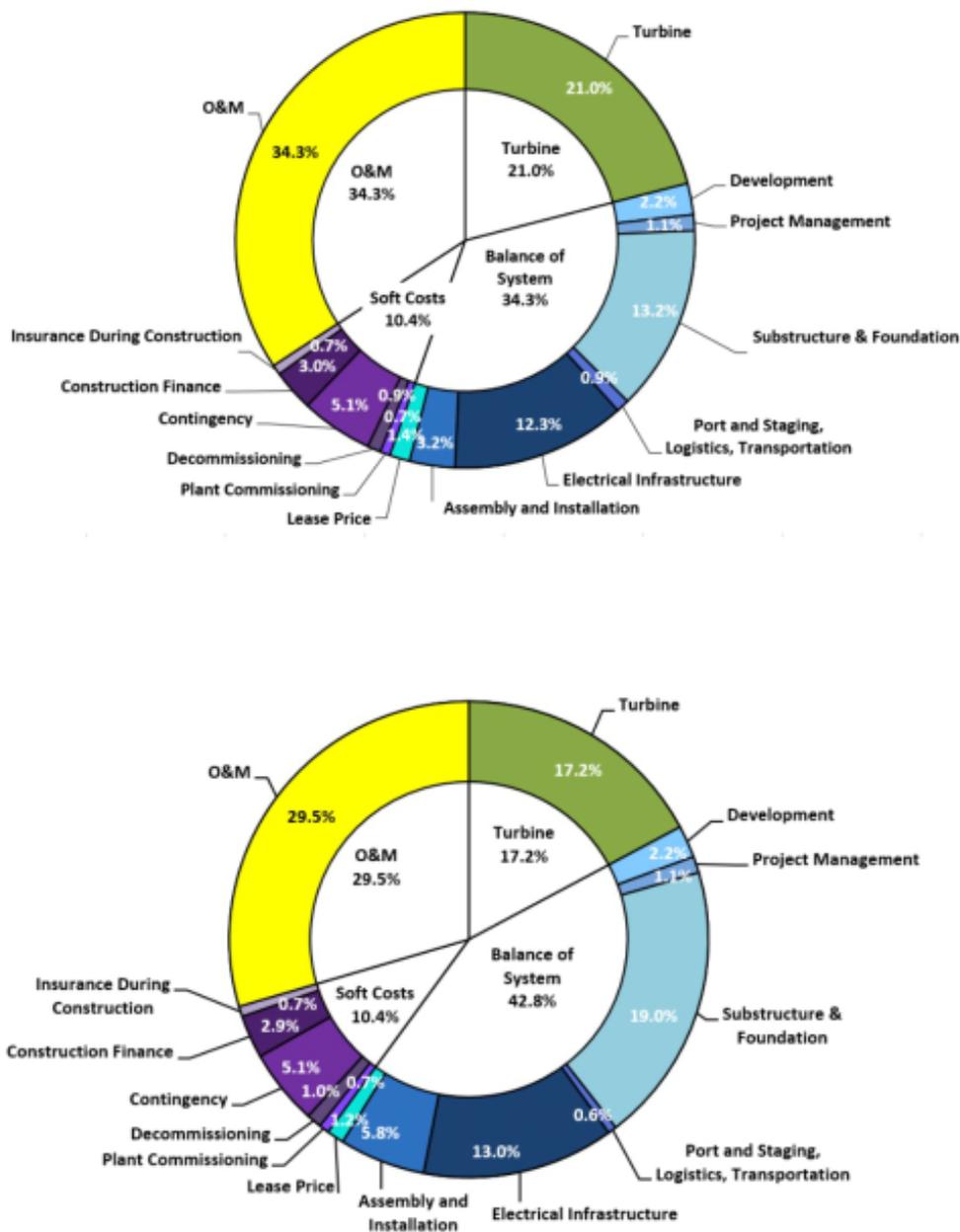


Figura 4-4: Confronto del contributo LCOE (costo livellato dell'energia) a livello di componenti per parchi eolici a fondo fisso (in alto) e parchi eolici galleggianti (in basso) in funzione per 25 anni (Stehly, et al., 2020)<sup>6</sup>.

I costi di installazione e smantellamento delle piattaforme eoliche *offshore* galleggianti dipendono da diversi fattori, tra cui le spese portuali e di cantiere, i costi di trasporto e di rimorchio e i costi di installazione e smantellamento del sito. L'ubicazione di un parco eolico influisce fortemente sui costi

<sup>6</sup> Stehly, T., Beiter, P., and Duffy, P., "Cost of Wind Energy Review", NREL – National Renewable Energy Lab., 2020.

di installazione e successivo smantellamento. In uno studio di Maienza et al. (2020)<sup>7</sup>, è stato analizzato l'impatto di fattori quali la distanza dalla costa, la distanza dal porto selezionato e la batimetria sul costo totale dei parchi eolici nelle acque italiane. Di conseguenza, potrebbero essere necessarie aree di stoccaggio speciali o dragaggi nei porti / aree di stoccaggio umide (per consentire il pescaggio dei galleggianti), con conseguenti costi aggiuntivi (Castro-Santos, et al., 2018<sup>8</sup>).

Il costo livellato dell'energia (*LCOE*) è risultato diminuire all'aumentare delle dimensioni del parco eolico (Castro-Santos, et al., 2018)<sup>8</sup> (Myhr, et al., 2014)<sup>9</sup>. Secondo Castro-Santos e Diaz-Casas (2015)<sup>10</sup>, la distanza dalla costa incide per il 36% sui costi di installazione e per il 14% sui costi di smantellamento (rimozione dal sito). Si prevede che, man mano che le turbine eoliche si spostano verso il mare, aumenteranno anche le loro dimensioni per sfruttare appieno le velocità del vento più elevate. Inoltre, il diametro delle turbine eoliche è risultato avere un'influenza del 15% sui costi di smantellamento (Castro-Santos e Diaz-Casas, 2015)<sup>10</sup> per le ORP a fondo fisso.

Un costo aggiuntivo deriva dalla pulizia del sito del parco eolico, che rappresenta un'importante preoccupazione ambientale (Castro-Santos, et al., 2016)<sup>11</sup>. Tuttavia, alcuni materiali, come l'acciaio del galleggiante e il rame dei cavi elettrici, possono essere venduti come rottami, con un conseguente costo (guadagno) negativo. A causa dei vincoli della catena di approvvigionamento, il noleggio di navi specializzate *offshore* comporta un costo elevato. A seconda dell'ubicazione, l'ottimizzazione dell'uso di navi e strutture portuali locali aiuterebbe a minimizzare i costi elevati associati.

#### 4.5.2.2 Eolico Offshore Galleggiante: Principali Fattori di Costo

I principali fattori di costo per la disattivazione sono le operazioni marine di rimozione della struttura dal parco eolico *offshore*. Per l'eolico *offshore* galleggiante un importante fattore di costo è l'idoneità/disponibilità di un porto nelle vicinanze del parco eolico *offshore*. Il porto utilizzato per le attività di assemblaggio e integrazione sarà probabilmente utilizzato anche per lo smantellamento, anche se questo non può essere completamente accertato o garantito in questa fase. Un altro importante fattore di costo è la posizione del parco eolico e la distanza dalla costa.

Il livello di accuratezza delle spese di disattivazione è basso. Pertanto, è fondamentale modellare accuratamente queste spese per l'intera durata di vita di un parco eolico e aggiornarle regolarmente, almeno ogni cinque anni, in relazione agli aggiornamenti della strategia.

#### 4.5.3 Innovazioni Applicabili alle Turbine Eoliche Offshore Galleggianti

Attualmente sono in corso numerose ricerche per migliorare l'efficienza e l'efficacia delle *FOWT*. Per ridurre i costi di smantellamento, è essenziale una combinazione di progetti, procedure e tecnologie innovative, insieme alle migliori pratiche consolidate. Queste attività possono anche avere l'ulteriore vantaggio di ridurre i costi di installazione e di gestione. Sebbene alcuni aspetti possano essere adattati dal settore *O&G*, le caratteristiche uniche delle *FOWT* richiedono sforzi specifici di ricerca e sviluppo.

<sup>7</sup> Maienza C, Avossa A M, Ricciardelli F, Coiro D, Troise G and Georgakis C T, "A life cycle cost model for floating offshore wind farms", *Appl. Energ.*, vol. 114716, p. 266, 2020.

<sup>8</sup> Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Álvarez-Feal, C, Carral, L., "Influence of size on the economic feasibility", *Sustainability*, vol. 10, p. 4484, 2018.

<sup>9</sup> Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., and Nygaard, T. A.: "Levelised Cost of Energy for Offshore Floating Wind Turbines in a Life Cycle Perspective", *Energy*, vol. 66, p. 714–728, 2014.

<sup>10</sup> Castro-Santos, L. and Diaz-Casas, V., "Sensitivity analysis of floating offshore wind farms", *Energ. Convers. Manage.*, vol. 101, pp. 271-277, 2015.

<sup>11</sup> Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Carral-Couce, L., and Formoso, J. Á. F.: "Economic feasibility of floating offshore wind farms", *Energy*, vol. 112, p. 868–882, 2016.

Le sezioni seguenti esplorano alcune delle innovazioni rilevanti per questo settore. Queste innovazioni si concentrano sul miglioramento dell'operatività delle navi, sull'ampliamento delle finestre meteorologiche, sul miglioramento dei fattori *HSE*, sull'estensione della vita utile attraverso la manutenzione e le piccole riparazioni, sul ripotenziamento e sulla riduzione al minimo della necessità di operazioni marine complesse.

La panoramica di alto livello delle fasi di smantellamento basate sulla soluzione *tow-to-port* è descritta nella sezione 7.2. Si prevede che nei prossimi 30 anni gli sviluppi saranno molto più maturi, come lo smantellamento di elementi come le *WTG* nei porti con la soluzione *tow-to-port*. Tuttavia, lo scenario di base per i siti italiani prevede l'utilizzo di soluzioni *tow-to-port* dopo una fase di preparazione dettagliata prima di iniziare la disattivazione.

## 4.6 Strategia di Disattivazione

Come discusso in diverse sezioni di questo capitolo 4, la disattivazione delle *FOWT* ha un suo grado di incertezza, tuttavia ciò è mitigabile se il processo viene gestito in modo efficace.

Si aggiornerà anche la strategia di disattivazione ogni 5 anni sulla base di quanto segue:

- Le recenti innovazioni e i miglioramenti possono essere implementati nella strategia aggiornata.
- Possono essere applicate le più recenti lezioni apprese dal settore.
- Possono essere prese in considerazione le modifiche alle leggi e ai regolamenti locali.
- Possono essere valutati gli ultimi aggiornamenti sullo stato dell'*OWF* a partire dalla gestione del fine vita.

La fase di preparazione alla disattivazione potrebbe non essere prevista fino a quando non sarà relativamente vicina l'attività di disattivazione, ma è utile e necessario già fare le opportune previsioni in questa fase di pianificazione, essendoci una complessità paragonabile a quella per la costruzione originaria dell'*OWF*.

## 5. Regolamenti per la Disattivazione

### 5.1 Regolamenti per la Disattivazione

Gli standard normativi e le pratiche per le *OWF* si basano principalmente sugli standard esistenti dell'industria *O&G* e sulle convenzioni marittime. In Italia, come in molti altri Paesi, non esiste al momento una normativa dedicata alla disattivazione dei parchi eolici *offshore*. Si prevede che questa sarà sviluppata in futuro, quando l'industria eolica *offshore* sarà in una fase più matura.

Per il momento si fa riferimento agli standard esistenti dell'industria *O&G* e alle convenzioni marittime. Secondo questi standard, una volta terminato il funzionamento di un parco eolico *offshore*, che probabilmente avverrà dopo circa 30 anni di attività, è necessario pianificare lo smantellamento del parco eolico *offshore* e il ripristino dell'ambiente marino dell'area.

Al largo dell'Italia sono state installate diverse piattaforme *O&G* (non più di 20), alcune delle quali hanno raggiunto la fase di fine vita o la raggiungeranno nei prossimi anni.

### 5.2 Regolamenti Ambientali

L'istituzione di un apposito corpus normativo in materia ambientale in Italia è stato il risultato di un graduale e lungo processo evolutivo, iniziato nei primi anni '80 e culminato con l'adozione del Codice dell'Ambiente, che comprende (A. D. Esposti, 2023)<sup>12</sup>:

- La protezione legale - anche se specifica per il settore - viene fornita a singole componenti ambientali come l'acqua e il suolo. Ciò comporta la creazione di tabelle di inquinanti e la definizione di limiti accettabili (standard ambientali). Inoltre, per le fonti di inquinamento fisse è previsto un processo di autorizzazione meticoloso.
- Un approccio globale che si concentra sulla prevenzione e sulla lotta all'inquinamento, incentrato sulla salvaguardia.

Il Decreto Legislativo 152/2006 è la legge ambientale italiana, nota anche come "Codice dell'ambiente". Questa legge copre una vasta gamma di aspetti ambientali, comprese le norme relative ai lavori *offshore* in Italia. Quando si realizzano lavori *offshore* in Italia, si devono considerare le seguenti norme del D.L. 152/2006:

- 1) Valutazione dell'impatto ambientale (VIA): I progetti *offshore* sono soggetti a una valutazione dell'impatto ambientale per valutare le potenziali conseguenze ambientali prima di concedere le autorizzazioni.
- 2) Protezione dell'ambiente marino: È essenziale il rispetto delle norme per la protezione degli ecosistemi marini, comprese la flora e la fauna marina.
- 3) Gestione dei rifiuti: È richiesta una gestione adeguata dei rifiuti generati durante le attività *offshore*, compresi lo smaltimento e il riciclaggio.
- 4) Conservazione della biodiversità: Devono essere rispettate le norme relative alla protezione e alla conservazione della biodiversità negli ambienti marini.
- 5) Protezione della qualità dell'acqua: Devono essere attuate misure per prevenire l'inquinamento idrico e mantenere gli standard di qualità dell'acqua.

---

<sup>12</sup> A. D. Esposti, "The Environment and Climate Change Law Review: Italy", *The Law Reviews*, 2023.

- 6) Controllo del rumore e delle vibrazioni: Le attività *offshore* devono ridurre al minimo il rumore e le vibrazioni per evitare di disturbare la vita marina.
- 7) Protezione costiera: Considerazione delle misure di protezione costiera per prevenire l'erosione e mantenere la stabilità costiera.
- 8) Gestione delle sostanze pericolose: Gestione e smaltimento corretto delle sostanze pericolose utilizzate durante i lavori *offshore*.
- 9) Monitoraggio e rendicontazione ambientale: Monitoraggio regolare degli impatti ambientali e comunicazione alle autorità competenti.

## 6. Porti

I porti sono un elemento importante nella disattivazione di un parco eolico *offshore*. La soluzione attualmente presa in considerazione per la strategia di smantellamento consiste nel rimorchiare i galleggianti integrati in porto e seguire un approccio di *costruzione inverso*, se è stato valutato il tempo di fine vita dell'*OWF*. In questo caso, il galleggiante integrato sarà ormeggiato lungo la banchina e i componenti della *WTG* saranno smontati da esso utilizzando una gru ad anello (integrazione inversa). Lo smantellamento del galleggiante sarà più complicato e per questo si possono considerare alcune opzioni.

- Taglio del galleggiante in pezzi più piccoli e utilizzo della gru ad anello per sollevare i pezzi in banchina
- Utilizzo di uno scalo di alaggio per trascinare il galleggiante fino alla banchina con l'ausilio di tiranti a catena

In seguito, il galleggiante sarà sollevato in banchina e smontato ulteriormente nelle sue sottounità costitutive (assemblaggio inverso) secondo le tecniche di recupero.

Pertanto, i criteri per la selezione dei porti adatti allo smantellamento hanno una significativa sovrapposizione con quelli utilizzati durante la fase di costruzione (assemblaggio e integrazione). In generale, si può presumere che un porto idoneo per le attività di costruzione abbia capacità e soddisfi i criteri per lo smantellamento, con l'ulteriore considerazione di avere i mezzi per riportare il galleggiante a terra. Questo presuppone che tutte le capacità vengano mantenute per tutta la durata operativa della *OWF*.

In definitiva, tutto ciò può essere riassunto nelle seguenti considerazioni rilevanti per la scelta del porto di disattivazione:

- Spazio in banchina.
- Capacità portante della banchina.
- Profondità della banchina.
- Fornitura di gru portuali/gru ad anello.
- Stivaggio a umido con soluzione di rimorchio *tow-to-port*.
- Accordo di filiera per lo smantellamento e il riciclo/scarto dei materiali.
- Opzionalmente, uno scivolo per trascinare il galleggiante fino alla banchina.

Inoltre, il canale che conduce al porto prescelto dovrebbe avere larghezza, profondità e pescaggio sufficienti per ospitare un galleggiante integrato.

Poiché la disattivazione è molto più lontana all'orizzonte, esiste anche la possibilità che altri porti siano adatti a smantellare e disattivare i galleggianti e gli elementi *WTG*. Questo è un aspetto da considerare negli aggiornamenti regolari del piano di disattivazione. Tuttavia, la distanza dal porto di circa 40 nm (75 km) dal sito, è una distanza che la rende economicamente interessante.

Come già accennato in precedenza, va notato che in questa fase iniziale di sviluppo, la strategia di disattivazione richiede diverse ipotesi basate sulla strategia di costruzione e installazione adottata durante la fase di costruzione. Inoltre, la mancanza di esperienza in materia di disattivazione di parchi eolici *offshore* all'interno del settore rende necessarie revisioni e aggiornamenti regolari della strategia di disattivazione. Ciononostante, una delle strategie prevedibili è quella di effettuare il

*reverse* di ciascuna delle diverse attività di costruzione. Di conseguenza, i criteri per la selezione dei porti adatti durante la disattivazione hanno una significativa sovrapposizione con quelli utilizzati durante la fase di costruzione (assemblaggio e integrazione).

Per la costruzione dell'*OWF* in Sardegna è stato preso in considerazione il porto di Oristano. Questo porto si trova sull'isola sarda a circa 40 nm (75 km) dal sito; il porto stesso è situato sul lato occidentale dell'isola tra il lago di Santa Giusta e il Mare delle Baleari. Questo porto viene scelto per la costruzione e potrà considerarsi anche come porto di riferimento per la fase di dismissione. Per maggiori dettagli sul porto di Oristano, si veda la Relazione di Cantierizzazione cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-11<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-11, Relazione di Cantierizzazione.

## 7. Metodologia di Disattivazione per la Sardegna

### 7.1 Valutazione degli elementi per la disattivazione

Quando si valutano gli elementi da disattivare, come descritto nella sezione 3.1 prima di procedere alla disattivazione, è necessario prendere in considerazione le seguenti fasi:

- **Estensioni di vita**
- **Ripotenziamento**
- **Riutilizzo per altri scopi**

La Tabella 7-1 mostra gli elementi previsti per l'OWF Mistral e la strategia di valutazione da utilizzare in ogni fase.

Elementi	Strategia di estensione della vita	Strategia di ripotenziamento/sostituzione	Strategia di riutilizzo	Disattivazione Strategia
Cavi di potenza sottomarini (esportazione e array)	<p>L'ispezione, la manutenzione e la riparazione regolari dei cavi sottomarini possono prolungarne la vita operativa. L'implementazione di una manutenzione predittiva basata sul monitoraggio delle condizioni può aiutare a individuare precocemente i problemi, ad esempio monitorando la profondità di interrimento e controllando l'usura delle aree critiche, come l'interfaccia tra il cavo flottante/dinamico e il punto di contatto con il fondale marino.</p>	<p>Con il progredire della tecnologia, si può prendere in considerazione l'aggiornamento di elementi più piccoli del sistema di cavi, come gli elementi di protezione, per migliorare l'impatto del movimento dinamico del cavo in prossimità dell'interfaccia del galleggiante o dei punti di terminazione, se necessario. Sostituire i cavi con altri di maggiore capacità (ed eventualmente con altri cavi di esportazione) se quelli esistenti diventano obsoleti o insufficienti a gestire l'aumento della produzione di energia. Si noti che il punto di terminazione e l'impianto elettrico devono essere valutati se questa potrebbe essere una soluzione adatta, valutando gli investimenti da fare sugli impianti elettrici rispetto all'aumento della durata di vita della rete di distribuzione.</p>	<p>A seconda delle loro condizioni, i cavi elettrici <i>offshore</i> possono essere considerati per il riutilizzo in altri progetti, come le interconnessioni tra impianti <i>offshore</i> o progetti di energia rinnovabile, dopo un regime di test adeguato.</p>	<p>Tagliare il cavo al di sopra del fondale marino, mantenere il cavo interrato e non recuperare i cavi interrati. È necessario un ulteriore monitoraggio dopo la disattivazione di un <i>OWF</i>.</p> <p>Rimuovere e smaltire in modo sicuro i cavi sottomarini giunti al termine della loro vita operativa, tenendo conto dell'impatto ambientale e dei requisiti normativi. Il materiale delle anime (alluminio o rame) può essere riciclato vendendolo anziché rottamandolo.</p>

Galleggianti	L'ispezione e la manutenzione regolari dei galleggianti possono prolungarne la vita utile. La pulizia regolare per ridurre la crescita marina, l'implementazione di rivestimenti protettivi aggiuntivi o di misure di prevenzione della corrosione possono contribuire a mitigare il degrado. Sistemi di monitoraggio delle condizioni, ad esempio sensori per monitorare i parametri rilevanti, ad esempio estensimetri se applicabili per valutare la vita a fatica residua/informare il modello gemello digitale.	Considerare la possibilità di sostituire i galleggianti con modelli tecnologicamente più avanzati che offrono maggiore stabilità e prestazioni durante la vita del parco eolico.	I galleggianti delle turbine eoliche galleggianti possono essere riutilizzati per altri progetti <i>offshore</i> , come dispositivi per l'energia del moto ondoso, impianti solari galleggianti o allevamenti ittici <i>offshore</i> .	Rimuovere con cura e riciclare o smaltire i galleggianti a fine vita, rispettando le linee guida ambientali. Il materiale del galleggiante (acciaio) potrebbe essere utilizzato per il riciclaggio, ma il rivestimento potrebbe limitarne la durata.
Ancore	L'ispezione regolare, la manutenzione (come la rimozione della vegetazione marina) e l'eventuale ristrutturazione delle ancore possono prolungarne la durata operativa. Oppure, in caso di sviluppo (imprevisto) di erosione, l'installazione di una protezione contro l'erosione può aumentare la durata dell'ancora/linea di ormeggio.	Considerare l'opportunità di passare a modelli di ancoraggio più recenti ed emergenti che offrono una maggiore durata dell' <i>OWF</i> .	A seconda delle condizioni e del design, le ancore potrebbero essere considerate per il riutilizzo in altri progetti di infrastrutture marine.	Rimuovere, pulire e smaltire correttamente gli ancoraggi non più idonei al riutilizzo.

Linee di ormeggio	L'ispezione regolare, la manutenzione (come la rimozione della vegetazione marina) e la potenziale ristrutturazione delle cime di ormeggio possono estendere la loro vita operativa. Sistemi di monitoraggio delle condizioni, ad esempio sensori per monitorare il carico per valutare la vita a fatica residua/informare il modello gemello digitale.	Considerare l'opportunità di passare a cime/sistemi di ormeggio più recenti ed emergenti che offrano una maggiore durata di vita dell' <i>OWF</i> .	Le cime d'ormeggio non vengono generalmente riutilizzate a causa dell'usura.	La disattivazione comporta la corretta rimozione e lo smaltimento del materiale.
WTG	La manutenzione regolare, l'aggiornamento dei componenti e l'ottimizzazione delle prestazioni possono prolungare la vita operativa delle <i>WTG</i> . Sistemi di monitoraggio delle condizioni, ad esempio sensori per monitorare i parametri rilevanti per valutare la vita a fatica residua/informare il modello gemello digitale.	Con il progredire della tecnologia, si può prendere in considerazione l'aggiornamento di elementi più piccoli della <i>WTG</i> , come la navicella, le pale, ecc. Considerare la sostituzione delle turbine più vecchie con modelli più nuovi e più efficienti in base all'evoluzione della tecnologia. È necessario valutare l'idoneità del galleggiante e dei cavi (sistema elettrico) e questa soluzione di ripotenziamento deve essere valutata in base agli investimenti da effettuare sui sistemi elettrici e sul galleggiante per aumentare la durata di vita della <i>OWF</i> .	I componenti delle <i>WTG</i> dismesse possono avere parti recuperabili che possono essere ricondizionate, riparate e riutilizzate in altri settori o come parti di ricambio per le turbine in funzione.	Dismissione e smantellamento delle turbine alla fine del loro ciclo di vita. Riciclare o smaltire i componenti in base alle loro condizioni. Il riciclaggio delle pale è un aspetto da considerare.

Boe lidar / meteoceaniche	La calibrazione e la manutenzione regolare dei lidar e delle boe meteoceaniche possono aumentarne l'accuratezza e l'affidabilità.	Considerare la possibilità di aggiornare le boe con nuove/aggiuntive tecnologie di sensori per migliorare la raccolta e l'affidabilità dei dati.	Le boe lidar e meteoceaniche possono essere ristrutturare e riutilizzate per il monitoraggio ambientale in corso, per la ricerca o per altri progetti di raccolta dati marini.	Smantellare le boe non funzionali o obsolete e smaltirle correttamente.
Cavi onshore	Ispezioni, manutenzione e riparazioni regolari possono prolungare la vita operativa dei cavi onshore. L'implementazione di una manutenzione predittiva basata sul monitoraggio delle condizioni può aiutare a individuare precocemente i problemi, ad esempio monitorando la profondità di interrimento e controllando l'usura delle aree critiche, come l'interfaccia con il cavo offshore.	Aggiornamento a cavi di capacità superiore in caso di aumento della domanda di energia o di disponibilità di nuove tecnologie. Si noti che il punto di terminazione e l'impianto elettrico devono essere valutati per stabilire se questa possa essere una soluzione adatta, valutando gli investimenti da fare sull'impianto elettrico rispetto all'aumento della durata di vita dell'OWF.	I cavi elettrici onshore possono essere considerati per il riutilizzo in altri progetti energetici o per lo sviluppo di infrastrutture.	Tagliare il cavo sopra la superficie e mantenere il cavo interrato e non recuperare i cavi interrati. È necessario un ulteriore monitoraggio dopo la disattivazione di un OWF. Rimuovere e smaltire in modo sicuro i cavi onshore giunti al termine della loro vita operativa, tenendo conto dell'impatto ambientale e dei requisiti normativi. Il materiale delle anime (alluminio o rame) può essere riciclato vendendolo anziché rottamandolo.
Sottostazioni onshore	La manutenzione regolare e gli eventuali aggiornamenti delle apparecchiature possono prolungare la vita operativa delle sottostazioni onshore.	Aggiornare le sottostazioni onshore con tecnologie più recenti per supportare l'aumento delle esigenze di trasmissione o distribuzione di energia.	Le sottostazioni onshore possono essere riutilizzate per altri progetti di trasmissione di energia o ripotenziare con apparecchiature più recenti per continuare a essere utilizzate.	Disattivare e smantellare con cura le sottostazioni, riciclando i materiali ove possibile e smaltendo i componenti in modo responsabile.

Tabella 7-1: Metodologia per Elemento.

La prossima sezione si concentrerà solo sulla disattivazione, senza estensioni della vita di riutilizzo, ecc.

## 7.2 Metodologia del Piano di Disattivazione

La metodologia del piano di disattivazione contiene una descrizione delle attività necessarie durante le operazioni di disattivazione. L'ordine di disattivazione dei diversi elementi dell'infrastruttura sarà determinato dai metodi e dalle tecniche utilizzati durante l'installazione. Il processo è simile, ma in sequenza inversa, dopo aver effettuato ispezioni approfondite in ogni fase; per maggiori dettagli si veda la sezione relativa alla tempistica 7.5.

I preparativi e le operazioni di disattivazione possono essere suddivisi cronologicamente in quattro grandi categorie:

- **Preparativi**
  - Pianificazione ingegneristica e gestione dei progetti;
    - Compresi i settori del *leasing*, della tecnica, della valutazione dell'impatto ambientale, della gestione delle indagini, degli appalti e della revisione dei contratti;
    - Valutare gli elementi da smantellare.
  - Approvazione normativa;
  - Pianificazione di emergenza;
  - Disattivare e scollegare dalla rete.
- **Operazioni Offshore**
  - Indagini sul fondale marino per:
    - identificare eventuali ostruzioni lungo i percorsi dei cavi (incluso lo stato di eventuali attraversamenti, se applicabile) e intorno ai galleggianti;
    - identificare la profondità della copertura dei cavi (se presente) e intorno ai pali di aspirazione (ancoraggi);
    - identificare lo stato della protezione del cavo (ai fini della stabilizzazione);
    - identificare lo stato delle linee di ormeggio e di altri elementi sopra il fondale marino;
      - rimozione della crescita marina, se necessario;
    - identificare lo stato dei punti critici come l'interfaccia tra galleggiante e cavo, il punto di contatto del cavo e l'ingresso del cavo nel punto di approdo a terra.
  - Indagini sullo stato del galleggiante (sottomarino e sopra la linea di galleggiamento).
    - Rimozione della crescita marina, se necessario;
    - Nel peggiore dei casi, se la crescita marina è eccessiva, potrebbe essere possibile, previa consultazione delle autorità, lasciare in situ elementi come cavi (sezioni) o ancore.

- Stato del sondaggio della *WTG*;
  - Rimozione di eventuali materiali dannosi del galleggiante e/o della *WTG*, come i liquidi di lubrificazione;
  - Riorientare i rotori;
  - Ventilazione delle piattaforme ermetiche, se applicabile;
  - Montaggio/saldatura dei punti di sollevamento/traino sulla struttura di fondazione galleggiante e sui piloni;
  - Installazione di luci di navigazione e marcatura per garantire la visibilità degli ostacoli;
  - Rimuovere i cavi (*inter-array* e di esportazione) dal parco eolico *offshore* dopo la disconnessione dei punti di terminazione;
    - Potrebbe essere necessario un ulteriore metodo di risepellimento;
  - Scollegare le cime di ormeggio dal galleggiante;
  - Recuperare la cima di ormeggio con pesi a grappolo;
  - Recuperare i pali di aspirazione (ancore) o tagliarli appena sopra la superficie (in base ai requisiti del momento);
  - Rimorchiare il galleggiante, compresa la *WTG*, al porto dedicato.
- **Logistica e Gestione dei Rifiuti**
    - Smontare la *WTG* dal galleggiante ormeggiato lungo una banchina tagliando e sollevando tutti i componenti come pale, mozzo, navicella, torre. Lo smontaggio può essere effettuato nello stesso modo in cui viene assemblato, con un attrezzo per il sollevamento delle pale, rimuovendo i bulloni, sollevando ogni singola pala e poi la navicella e la torre (sezioni);
    - Scarico e deposito dei componenti della turbina;
    - Dopo il deposito temporaneo, la piattaforma galleggiante viene smontata:
      - A seconda del tipo di piattaforma galleggiante, il tipo di smontaggio può variare, come lo sbullonamento o il taglio in pezzi più piccoli per facilitare il trasporto;
      - Riciclaggio degli elementi della piattaforma galleggiante e della struttura della turbina. Dividere i diversi tipi di materiali o vendere i rottami a uno specialista che provvederà allo smontaggio, alla rottamazione e/o al riciclaggio dei diversi materiali.
- **Post-Disattivazione**
    - Indagine di completamento per valutare la potenziale perturbazione del fondale marino;
    - Bonifica e/o risanamento del sito;
    - In attesa delle leggi e dei regolamenti locali per l'ulteriore ripristino del fondale marino, è necessario continuare a monitorare l'*OWF* se sono rimaste delle sottostrutture;

- Installare la segnaletica di navigazione per gli elementi lasciati sul posto;
- Continuare a monitorare gli elementi in atto (se richiesto dalle leggi e dai regolamenti locali).

La disattivazione degli elementi a terra può essere effettuata indipendentemente dai lavori a mare. Dopo una fase di preparazione dettagliata (simile a una fase di sviluppo del progetto) e dopo un'attenta analisi delle alternative, si potrebbe prendere in considerazione i seguenti passi, concludendo che nessuna soluzione diversa dalla disattivazione è praticabile:

- Rilievo del percorso del cavo:
  - identificare eventuali ostacoli lungo i percorsi dei cavi (compresi gli eventuali incroci);
  - identificare la profondità di copertura dei cavi;
- Indagine sullo stato delle infrastrutture *onshore*, come gli edifici di trasmissione e/o le sottostazioni *onshore*;
- Rimuovere i cavi a terra:
  - Potrebbe essere necessario un ulteriore metodo di risepellimento;
- Rimuovere l'interfaccia tra il cavo *onshore* e quello di esportazione, se applicabile/richiesta;
- Continuare a monitorare se sono rimaste infrastrutture.

Si può ipotizzare che le attività di disattivazione possano essere distribuite in più stagioni, dove ogni anno si può pianificare la stagione meteorologica più favorevole, in base alla disponibilità della catena di approvvigionamento (appaltatori, navi, porti, ecc.). Questo aspetto è particolarmente pertinente con l'aumento delle dimensioni dei parchi e in particolare per la Sardegna, in quanto non è probabile che lo smantellamento venga eseguito in un'unica stagione (partendo dal presupposto che l'intero parco debba essere smantellato).

### 7.3 Navi e Attrezzature Necessarie per le Attività di Rimozione

La Tabella 7-2 fornisce un elenco tipico delle navi e delle relative attrezzature necessarie per la disattivazione.

Navi e Attrezzature Marine	Funzione Principale
Navi da rilevamento	Raccogliere dati accurati e completi sull'ambiente marino che circonda l'OWF per scopi di batimetria e per l'apparecchiatura di <i>pinging</i> per rilevare i cavi sottomarini.
Nave per la movimentazione delle ancore (AHT)	Recuperare le ancore con le cime di ormeggio, rimorchiare la struttura galleggiante verso il porto
Rimorchiatore	Traino della struttura galleggiante verso il porto
Nave per l'approvvigionamento (PSV)	Se non a bordo di un'imbarcazione per il sollevamento di carichi pesanti, imbarcazione con a bordo le attrezzature specializzate per le operazioni di taglio per il recupero dal fondale marino, compreso il WROV ( <i>work-class remote operated vehicle</i> )

Nave per la posa dei cavi (CLV) / Chiatta per la posa dei cavi (per operazioni in acque molto basse)	Nave per la posa dei cavi per recuperare i cavi con attrezzature per la posa/recupero dei cavi come scivolo, tenditore, carosello e WROV per supportare il monitoraggio e il recupero quando il cavo è stato spezzato in più parti per installare il cavo messaggero. Strumento di scavo a flusso di massa per supportare le operazioni di sbancamento, se necessario.
Nave di supporto alle immersioni (DSV) (se applicabile)	Recuperare tutte le cime e i materassi. Sostenere la rimozione di tutte le cime di ormeggio. Il buon senso nel settore è quello di pianificare le operazioni eliminando l'uso dei sommozzatori. Come ultima risorsa, i sommozzatori potrebbero essere necessari per supportare le operazioni.
Nave da supporto <i>offshore</i> (OSV)	Facilitare il trasferimento di attrezzature e personale (tecnici <i>WTG</i> e squadre/ <i>rigger</i> di torri), compreso un sistema <i>walk-to-work</i> per consentire un più facile trasferimento di personale e attrezzature da/verso strutture galleggianti e OSS. Potrebbero essere necessari dei droni per le ispezioni e il supporto. Strumento di scavo a flusso di massa per supportare le operazioni di sbancamento, se necessario, se non presente nel CLV.
Nave per il trasferimento dell'equipaggio (CTV)	Facilitare il trasferimento di attrezzature e personale.
Elicotteri	Per qualsiasi emergenza trasferire il personale.

**Tabella 7-2: Elenco tipico delle imbarcazioni coinvolte nel disarmo.**

## 7.4 Gestione delle Risorse dei Materiali Dismessi

### Smaltimento dei Materiali

- La procedura standard comprende in genere il riciclaggio e lo smaltimento dei rifiuti.
- Un'opzione alternativa potrebbe essere il riutilizzo di parti di piattaforme galleggianti e/o sistemi di ormeggio, comprese le ancore, per altri parchi eolici *offshore*.
- Un'altra opzione alternativa sarebbe quella di riutilizzare elementi delle piattaforme galleggianti per formare una barriera artificiale in un'altra località, o qualsiasi altro uso alternativo in mare a beneficio di un altro parco eolico *offshore* o per migliorare l'ambiente marino a livello locale.
- L'innovazione potrebbe essere una buona idea da prendere in considerazione, dato che nei prossimi decenni si prevede lo sviluppo di nuove soluzioni.

### Componenti della Turbina

- Gli elementi elettrici, come i trasformatori e i quadri elettrici, saranno smaltiti in modo appropriato, seguendo le linee guida della Direttiva Europea (*WEEE - Waste of Electrical*

and *Electronic Equipment*). Tuttavia, i componenti metallici (acciaio e rame) possono essere riciclati e la plastica rinforzata (GPR), ad esempio nelle pale del rotore, può essere riciclata.

### Altri Materiali

- La biomassa generata dalla crescita marina durante il ciclo di vita del parco eolico *offshore* sarà considerata un rifiuto residuo e sarà trattata e smaltita in modo appropriato.
- Nel caso in cui i componenti elettrici non possano essere riutilizzati, verranno smontati e riciclati. Durante lo smantellamento delle apparecchiature che utilizzano gas, lubrificanti e olio si presterà particolare attenzione per evitare qualsiasi fuoriuscita accidentale. Eventuali residui di olio o lubrificante saranno rimossi seguendo le procedure appropriate.

### Riciclaggio dei Materiali Ammissibili

La natura dei vari materiali determinerà la loro idoneità al riciclaggio o la scelta di un metodo di smaltimento alternativo. I vari materiali che non vengono riutilizzati saranno sottoposti a separazione e compattazione per ridurre le dimensioni, rendendo più conveniente il trasporto ai centri di recupero.

- Le cime di ancoraggio e di ormeggio, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature delle piattaforme galleggianti, principalmente in acciaio e materiali compositi, saranno riciclati grazie alla collaborazione con l'industria siderurgica e le aziende specializzate.
- I cavi dinamici che collegano le turbine e i cavi di esportazione che collegano la terraferma sono costituiti da metalli (rame e alluminio), con la parte isolante composta principalmente da XLPE, che può contribuire per oltre il 70-80% del peso. Questi cavi saranno trasportati all'unità di pretrattamento per la macinazione, la separazione elettrostatica e la successiva valorizzazione dei sottoprodotti come materie prime secondarie (rame, alluminio e plastica).
- I generatori di turbine eoliche (navicella e mozzo) sono costituiti da vari metalli come acciaio, ghisa e rame. Questi metalli si trovano nella torre, nella scatola degli ingranaggi, nell'albero principale, nel generatore, nelle fusioni, nei cuscinetti e in parti della navicella e del mozzo. Di conseguenza, circa il 90% del peso totale delle turbine può essere potenzialmente riciclato.
- Attualmente il riciclaggio delle pale rimane una sfida, con metodi comuni che includono la frantumazione, l'incenerimento o lo smaltimento in discarica. Sono in corso ampi lavori di ricerca e sviluppo per determinare un metodo di riciclaggio per queste parti della turbina che sia più attento ai costi e riduca al minimo l'impatto ambientale (M. S. Tosin Adedipe, 2021)<sup>14</sup>.

Componente	Posizione sul componente	Risorsa principale
<b>WTG - Generatore di turbine eoliche</b>	Componenti strutturali della WTG, comprese le parti meccaniche	Acciaio
	Lame, navicella, mozzo, pannelli elettrici	Fibra di vetro e resine
	Navicella e mozzo	Ghisa
	Componenti della navicella, collegamenti elettrici	Rame

<sup>14</sup> M. S. Tosin Adedipe, "An economic assessment framework for decommissioning offshore wind farms using a cost breakdown structure", *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 26, pp. 344-370, 2021.

	Componenti della navicella, strutture accessorie	Alluminio
	Navicella, cablaggio elettrico e idraulico	Gomma e plastica
	Componenti meccanici	Olio idraulico
	Generatore	A seconda del tipo, ad es. rame, magneti al neodimio
<b>Torre del vento</b>	Torre eolica, connessioni bullonate, flange di connessione	Acciaio
	Trasformatore, hardware interno e accessori	Zinco e altri metalli
	Trasformatore	Oli minerali e altri liquidi
<b>Fondazione galleggiante</b>	Fondazione galleggiante e zavorra stabilizzatrice, connessioni bullonate o saldate	Acciaio con rivestimenti
	Ringhiere e griglie delle piattaforme	Acciaio con rivestimenti e, potenzialmente, plastica e rivestimenti
<b>Cime d'ormeggio e sistema di ancoraggio</b>	Linea di ormeggio	Acciaio senza borchie con filo sintetico
	Pali di aspirazione	Pali in acciaio
	Pesi	Acciaio
<b>Cavi di alimentazione</b>	Conduttori per cavi	Rame o alluminio
	Isolamento	Polipropilene
	Fili di armatura	Acciaio zincato
	Protezione/guaina esterna	Filato o polipropilene
	Sistema di protezione, irrigidimenti di curvatura, elementi di galleggiamento	Polipropilene
	Protezione dei cavi sottomarini (per la stabilizzazione): - Materassi in cemento - Gusci in ghisa - Borse da roccia	Calcestruzzo Ghisa Rocce

**Tabella 7-3: Tabella che evidenzia le risorse utilizzate in OWF e il loro uso secondario.**

I metodi di riciclaggio e le sfide corrispondenti per tipo di materiale non sono stati considerati come parte dell'obiettivo nella fase di progettazione.

## 7.5 Indicazione della Tempistica

Il periodo che precede l'effettiva esecuzione della disattivazione, la fase di preparazione, può richiedere da tre a cinque anni. In questi anni è necessario preparare l'ingegneria, gli appalti e la valutazione dell'impatto ambientale per ottenere l'approvazione dell'autorità di regolamentazione locale per l'effettiva disattivazione della OWF. Poiché la strategia di disattivazione sarà aggiornata regolarmente, questa tempistica sarà più precisa andando avanti verso la fine del ciclo di vita della OWF.

La tempistica prevista per l'esecuzione della disattivazione dipende da diversi fattori:

- Tipi di attività da dismettere
- Quali sono gli *asset* e il numero di *asset* da dismettere
- Stato delle attività
- (Dismissione) capacità e caratteristiche delle navi
- Distanza dal porto
- Capacità del porto
- Tempo di inattività per le condizioni atmosferiche
- Sequenza delle opere

In generale, si può ipotizzare di programmare il 70% del tempo di costruzione necessario per smantellare l'intero OWF, sulla base delle metodologie, delle navi e delle attrezzature attualmente disponibili.

Un elemento importante da considerare, a vantaggio del progetto, è che la disattivazione può essere pianificata in fasi, preferibilmente in stagioni con buone condizioni meteorologiche per ridurre i tempi di inattività. Un'altra conseguenza positiva dell'esecuzione in fasi è che la parte rimanente dell'OWF può ancora generare energia e reddito. Questo può essere incorporato nel *DECEX* per ridurre i costi.

Per questo sito specifico della Sardegna, una panoramica di una potenziale linea temporale è mostrata in Figura 7-1 basata sull'ipotesi di smantellare l'intera OWF e di rimuoverne tutti i componenti. Si prevede di eseguire i lavori in due fasi, con ogni anno la disattivazione di 16 *WTG* con i loro galleggianti e 15 cavi *inter-array* per ogni fase.

Ciò significa una settimana per ogni galleggiante lungo la banchina per assemblarlo in modo da rendere disponibile lo spazio per il galleggiante successivo.

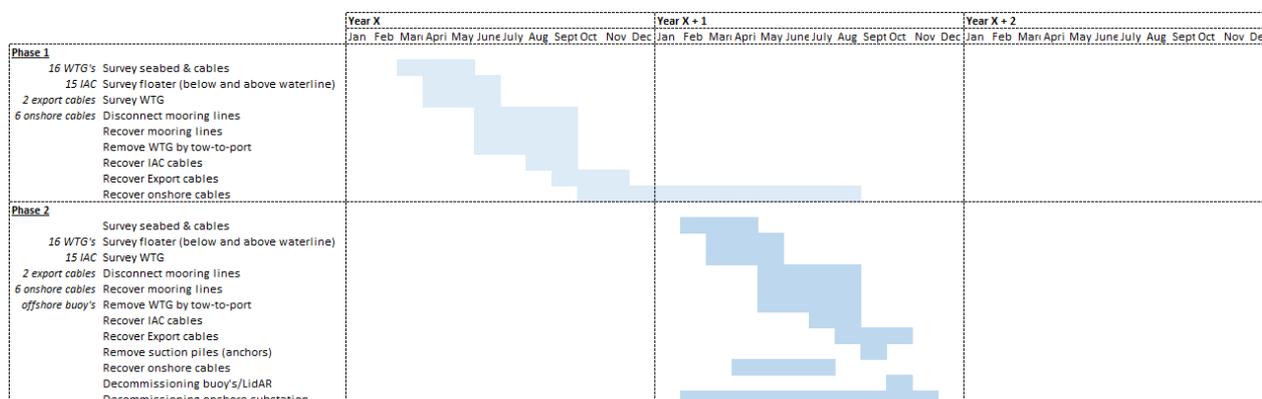


Figura 7-1: Esempio di attività di disattivazione *offshore* con suddivisione in due fasi per Mistral.

## 7.6 DECEX

La riduzione dei costi richiede la minimizzazione della durata delle operazioni di smantellamento. I tempi del processo dipendono da fattori quali il tipo di nave noleggiata, la tecnica di smontaggio, il numero di sollevamenti utilizzati e la strategia di trasporto. Anche la profondità dell'acqua e le condizioni meteoceaniche sono fattori che influenzano la scelta della nave, con conseguente impatto sui costi.

I costi di disattivazione sono caratterizzati da una notevole incertezza, dovuta al fatto che le attività si svolgono in un futuro lontano. Per ridurre al minimo l'incertezza sui costi delle navi e sulla catena di approvvigionamento, la nave selezionata dovrebbe essere noleggiata in anticipo e dovrebbe esserci una chiara strategia di disattivazione che si concentri sulla riduzione del tempo trascorso in mare aperto per le attività di disattivazione. Ciò potrebbe includere il traino dei componenti del parco eolico *offshore* fino al porto per lo smontaggio, anziché lo smontaggio nell'area del sito *offshore*, per ridurre i costi della nave, i tempi di inattività e i rischi in generale. In genere, per le attività di smantellamento vengono utilizzati tipi di imbarcazioni simili o uguali a quelli utilizzati per le attività di installazione.

Dopo lo smantellamento delle turbine eoliche *offshore*, mentre l'obiettivo primario dovrebbe essere quello di privilegiare la riduzione prima del riutilizzo e infine del riciclaggio, l'industria delle turbine eoliche *offshore* si concentra principalmente su due opzioni principali: a) il riciclaggio e, se il riciclaggio non è fattibile, b) lo smaltimento.

I costi di disattivazione potrebbero essere ridotti dalla vendita dei materiali di scarto. Il calcolo di questo costo di rimborso o di guadagno è ancora una volta incerto, non solo per l'incertezza del piano di disattivazione stesso, ma anche perché non è possibile prevedere con precisione il costo dei materiali di scarto in un futuro lontano.

Il costo totale del *DECEX* dipende in larga misura dal piano di disattivazione, dalla durata delle attività e dalla strategia di approvvigionamento delle navi. Sebbene sia necessaria una metodologia e una stima completa del *DECEX* per ottenere un *DECEX* accurato, un valore tipico per un parco eolico *offshore* galleggiante è probabilmente compreso tra 100.000 €/MW e 200.000 €/MW. Il *DECEX* specifico del progetto sarà trattato nel "Quadro Economico Generale", elaborato cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-20<sup>15</sup>).

<sup>15</sup> OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-20, Quadro Economico Generale.

La metodologia *DECEX* dovrebbe riguardare:

- Gestione di progetti e pacchetti
- Rimozione dei cavi sottomarini (esportazione e *array*)
- Rimozione della *WTG* e del galleggiante (compresi l'ancora e il sistema di ormeggio)
- Cavi *onshore*
- Sottostazioni *onshore*

I costi di disattivazione si basano in gran parte sulla strategia di installazione inversa e si presume che gli elementi installati debbano essere rimossi/recuperati (ad esempio, come nel Regno Unito). Tuttavia, i costi di disattivazione potrebbero essere potenzialmente ridotti se le normative locali consentissero una rimozione parziale, ad esempio dimostrando che non ci sarebbero danni o benefici ambientali mantenendo gli elementi in situ. Anche una strategia di smantellamento graduale può ridurre i costi, se una parte dell'*OWF* può ancora generare energia e reddito. Il rimborso degli *asset* attraverso il recupero dei rottami è escluso in quanto comporta una grande incertezza, come discusso in precedenza.

## 8. Valutazioni Globali del processo di Dismissione

La dismissione del parco eolico *offshore* può presentare alcune complessità. Le complessità associate a questo approccio sono evidenziate nella Tabella 8-1.

Titolo	Aspetti	Mitigazioni
Sfide logistiche	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il coordinamento della dismissione può essere complesso. Questo processo può comportare la gestione di condizioni meteorologiche variabili, la disponibilità delle navi e la logistica dei trasporti, che potrebbero causare ritardi.</li> </ul>	<p>Piano di dismissione approfondito e complesso per garantire che tutte le sfide/eventualità logistiche siano prese in considerazione.</p> <p>Impegno tempestivo con i subappaltatori.</p> <p>Impegno tempestivo con le compagnie navali.</p>
HSE	<ul style="list-style-type: none"> <li>I rischi <i>HSE</i> possono essere considerati più elevati rispetto alla fase di costruzione, poiché lo stato delle infrastrutture è più incerto. Le misure di mitigazione sono: una dettagliata pre-ingegnerizzazione e sondaggi e ispezioni per identificare lo stato dell'infrastruttura.</li> <li>L'ambiente marino difficile pone delle sfide ai lavori <i>offshore</i>, soprattutto nelle acque più profonde.</li> <li>Sebbene non siano ancora stati sviluppati standard <i>HSE</i> specifici per il <i>decommissioning</i> dell'eolico <i>offshore</i> per l'Italia. È fondamentale attenersi ai vari standard di sicurezza, ai codici e alle regole di classificazione sviluppati nell'industria del <i>decommissioning</i> O&amp;G e seguire ogni nuovo sviluppo degli standard <i>HSE</i> nel <i>decommissioning</i> dell'eolico <i>offshore</i>.</li> </ul>	<p>Includere la disattivazione nel processo di gestione.</p> <p>Valutare l'<i>OWF</i> come da piano O&amp;M per identificare lo stato degli elementi dell'<i>OWF</i>.</p> <p>Effettuare una valutazione dei rischi prima delle operazioni pianificate.</p>
Norme internazionali e linee guida	<ul style="list-style-type: none"> <li>Allo stato attuale la mancanza di norme e linee guida è causa di incertezza.</li> <li>Ritardi normativi e di autorizzazione, rispetto a quanto stimato nel piano di disattivazione, pone dei rischi nella futura gestione del processo di dismissione.</li> </ul>	<p>Aggiornamento regolare del piano di dismissione ogni 5 anni</p>
Incertezze tecnologiche	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le attività di dismissione richiedono attrezzature e competenze specializzate. Se si intraprendono più attività di dismissione</li> </ul>	<p>Aggiornare regolarmente il piano di dismissione ogni 5 anni.</p> <p>Impegno tempestivo con i fornitori di attrezzature</p>

	contemporaneamente, questo personale e queste attrezzature specializzate potrebbero avere problemi di catena di approvvigionamento.	specialistiche, sviluppo di piani di emergenza, se del caso.
Smaltimento del materiale	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il corretto smaltimento dei materiali dismessi presenta delle difficoltà a causa delle dimensioni e del peso dei componenti.</li> </ul>	Smaltimento regolare dei materiali per garantire che gli impianti di smaltimento dei rifiuti non siano affaticati. Impegno tempestivo con i porti per garantire che il piano di gestione dei rifiuti possa essere eseguito adeguatamente in porto, in linea con qualsiasi normativa futura, prendendo tutte le precauzioni necessarie per garantire un impatto ambientale minimo. Impegno regolare con le autorità portuali in caso di introduzione di nuove normative.
Impatto ambientale	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pericolo di dispersione di materiali nell'ambiente.</li> <li>Non tutte le parti dell'<i>OWF</i> saranno adatte al riciclaggio.</li> </ul>	Creazione di un piano di gestione dei rifiuti appropriato in linea con qualsiasi normativa futura, prendendo tutte le precauzioni necessarie per garantire un impatto ambientale minimo.
Impatto sociale	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lo smantellamento di un parco eolico <i>offshore</i> potrebbe comportare la riallocazione di personale specializzato in altri impianti e l'eventuale riduzione dell'attività economica connessa.</li> </ul>	Condividere le informazioni e coinvolgere le comunità locali durante la progettazione, la costruzione, la fase operativa e prima della fase di smantellamento.
Disponibilità dei mezzi navali	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quando la disponibilità delle navi è compromessa (a causa di altre operazioni di smantellamento e costruzione di casse mobili), ciò può comportare ritardi, aumento dei costi, sfide operative e inefficienze, ritardi negli obblighi contrattuali, finestre meteorologiche ridotte e strozzature delle risorse.</li> </ul>	Impegno tempestivo con i subappaltatori. Impegno tempestivo con le compagnie navali.
Disponibilità di porti	La disponibilità dei porti può avere un impatto sul processo di disattivazione: <ul style="list-style-type: none"> <li>Capacità limitata: i porti possono essere soggetti a una disponibilità</li> </ul>	Impegno tempestivo con le autorità portuali.

	<p>limitata degli spazi, a una limitata capacità portante delle banchine, e a limitate infrastrutture per accogliere i mezzi navali e le attrezzature e materiali necessari per le attività di disattivazione. Ciò può comportare inefficienze e ritardi.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Concorrenza per lo spazio: altri progetti <i>offshore</i>, attività di manutenzione o operazioni di navigazione potrebbero competere per lo spazio portuale, creando conflitti di programmazione e riducendo la disponibilità per le operazioni di dismissione.</li> <li>• Vincoli di programmazione: i porti possono avere impegni esistenti o manutenzioni programmate che limitano la disponibilità di ormeggi e strutture in periodi specifici, influenzando la tempistica di dismissione.</li> <li>• Mancanza di strutture specializzate: alcune attività di disattivazione possono richiedere strutture specializzate, come gru per il sollevamento di carichi pesanti, siti di smaltimento dei rifiuti o centri di riciclaggio. Se queste strutture non sono disponibili o sono inadeguate, possono ostacolare il processo di disattivazione.</li> <li>• Gestione inadeguata dei rifiuti: i porti hanno bisogno di strutture adeguate per la gestione dei componenti smantellati, dei materiali pericolosi e di altri rifiuti generati durante il processo. Una capacità insufficiente di gestione dei rifiuti può causare ritardi e problemi ambientali.</li> <li>• Trasporti e logistica: i porti devono disporre di collegamenti di trasporto efficienti per spostare i componenti dismessi verso impianti di riciclaggio o smaltimento a terra. Una scarsa infrastruttura di trasporto può aumentare le sfide logistiche.</li> <li>• Ritardi normativi e nelle autorizzazioni: I porti devono rispettare le normative ambientali e ottenere i permessi necessari per lo smaltimento dei rifiuti, un potenziale ritardo nel processo di autorizzazione può creare ostacoli.</li> </ul>	<p>Valutare ulteriormente le capacità portuali italiane a livello più dettagliato.</p>
--	---	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limiti infrastrutturali: infrastrutture portuali inadeguate potrebbero non essere in grado di gestire le dimensioni, il peso o i requisiti specialistici dei componenti eolici <i>offshore</i> dismessi.</li> </ul>	
--	--	--

**Tabella 8-1: Valutazioni degli aspetti di disattivazione.**

Per mitigare questi aspetti, sono essenziali un'attenta pianificazione, il rispetto delle normative, le valutazioni ambientali e il coinvolgimento delle parti interessate. La campagna di smantellamento deve essere pianificata e preparata in modo simile alla campagna di costruzione, con valutazioni regolari dell'impatto ambientale, una strategia dettagliata di ingegneria e di approvvigionamento e il coinvolgimento della catena di fornitura.

La revisione e l'aggiornamento dei piani di disattivazione durante la vita del parco eolico fatta ogni cinque anni (a partire dalla Data di Operatività Commerciale) contribuirebbe inoltre a mitigare le potenziali incertezze, man mano che l'industria matura, le normative vengono pubblicate e si possono trarre insegnamenti.

È fondamentale dare priorità alla sicurezza, alla protezione dell'ambiente e alla sostenibilità durante il processo di disattivazione. Affrontando in modo proattivo questi aspetti di incertezza e implementando le opportune mitigazioni, gli operatori di parchi eolici *offshore* possono migliorare l'efficienza, la sicurezza e il successo complessivo dei loro progetti.

Oltre alle potenziali incertezze, occorre considerare anche le opportunità di miglioramento del processo di smantellamento. Attualmente il mercato non è del tutto sviluppato, ma al momento dello smantellamento del progetto Mistral la conoscenza e l'esperienza nella gestione di grandi strutture sarà notevolmente aumentata sia per le *OWF* a fondo fisso che per quelle galleggianti. Si prevede inoltre un miglioramento della disponibilità e della capacità dei mezzi navali e delle infrastrutture del mercato.

## 9. Bibliografia

- ORE-Catapult, *End-of-life planning in offshore wind*, London: 2021.
- E. Topham, “Offshore Wind Farm Decommissioning Best Practice,” Land Journal, 2020.
- Judge, F., McAuliffe, F. D., Sperstad, I. B., Chester, R., Flannery, B., Lynch, K., and Murphy, J, “A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms, *Renew. Sustain. Energ.*”.
- Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Carral-Couce, L., and Formoso, J. Á. F.: “Economic feasibility of floating offshore wind farms”, *Energy*, vol. 112, p. 868–882, 2016.
- Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Álvarez-Feal, C, Carral, L., “Influence of size on the economic feasibility”, *Sustainability*, vol. 10, p. 4484, 2018.
- Stehly, T., Beiter, P., and Duffy, P, “Cost of Wind Energy Review”, NREL – National Renewable Energy Lab., 2020.
- Maienza C, Avossa A M, Ricciardelli F, Coiro D, Troise G and Georgakis C T, “A life cycle cost model for floating offshore wind farms”, *Appl. Energ.*, vol. 114716, p. 266, 2020.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., and Nygaard, T. A.: “Levillised Cost of Energy for Offshore Floating Wind Turbines in a Life Cycle Perspective”, *Energy*, vol. 66, p. 714–728, 2014.
- Castro-Santos, L. and Diaz-Casas, V., “Sensitivity analysis of floating offshore wind farms”, *Energ. Convers. Manage*, vol. 101, pp. 271-277, 2015.
- A. D. Esposti, “The Environment and Climate Change Law Review: Italy”, *The Law Reviews*, 2023.
- M. S. Tosin Adedipe, “An economic assessment framework for decommissioning offshore wind farms using a cost breakdown structure”, *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 26, pp. 344-370, 2021.
- TGS, “C4 Offshore - Global Offshore Wind Farm Database and Intelligence”, 2023. [Online]. Available: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>.
- OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-11, Relazione di Cantierizzazione.
- [14] OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-20, Quadro Economico Generale.

## Appendice A - Esperienza Globale di Smantellamento Offshore<sup>16</sup>

Nome del Parco Eolico	Paese	Tipo di Parco Eolico [fisso o galleggiante]	Data dell'Evento	Descrizione dell'Evento
Dimostrazione Beatrice	Regno Unito	Fisso	01-Gen-2016	Il progetto dimostrativo eolico offshore Beatrice, che ha cessato l'attività nel 2015, è stato successivamente chiuso nel 2016.
			01-Gen-2024	Lo smantellamento delle turbine è previsto tra il 2024 e il 2027. I lavori si svolgeranno in concomitanza con lo smantellamento del campo petrolifero di Beatrice. Si è discusso della possibilità di incorporare le turbine nel parco eolico Beatrice, ma i progetti non sono stati ritenuti economicamente vantaggiosi.
<i>BluSATH</i>	Spagna	Galleggiante	04-nov-2020	<p>Aggiornamento novembre 2020: Il prototipo ha subito due forti tempeste consecutive, ma si è ribaltato quando una terza tempesta più forte ha colpito il prototipo. All'inizio di novembre, la tempesta Epsilon ha provocato il capovolgimento di <i>BlueSATH</i>, in quanto onde alte fino a 10 metri hanno colpito il prototipo superandone i limiti di progetto. <i>Saitec</i> ha deciso di smantellare il prototipo, dato che i test idrodinamici erano stati completati con successo.</p> <p><i>SAITEC</i> smantellerà il prototipo in scala 1:6 dopo 12 mesi di test.</p>
<i>Blyth</i>	Regno Unito	Fisso	01-set-2013	Le turbine hanno cessato di funzionare; nel frattempo è stato deciso che la riparazione non è un'opzione economica.

<sup>16</sup> TGS, "C4 Offshore - Global Offshore Wind Farm Database and Intelligence", 2023. [Online]. Available: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>.

			17-maggio-2018	<p>E.ON ha presentato all'Organizzazione per la gestione dell'ambiente marino (MMO) una richiesta di licenza marina per lo smantellamento delle turbine e dei cavi.</p> <p>Il parco eolico ha cessato la produzione nel 2013 a causa di danni significativi a entrambe le turbine. Al fine di ridurre i costi operativi, è stata presa la decisione di smantellare il sito nel corso del 2018. Lo smantellamento delle due turbine, la rimozione di tutti i cavi inter-turbina e di esportazione e i lavori di ripristino del sito saranno completati entro luglio 2019.</p> <p>E.ON sta attualmente svolgendo ulteriori lavori di indagine per ottenere informazioni aggiornate sullo stato delle strutture e sulle condizioni del fondale del sito prima della disattivazione. Il completamento di questi lavori è previsto per giugno 2018.</p> <p>La nave principale per lo smantellamento delle turbine sarà una nave jack-up di lunghezza inferiore a 150 metri. Ogni monopalo sarà tagliato sotto la linea del fango. Lo spazio vuoto/la cavità sarà riempito con un materiale di malta cementizia fino a raggiungere il livello del fondale marino esistente. L'array e il cablaggio di esportazione saranno dissotterrati e rimossi. Potrebbero essere previsti anche lavori di ripristino.</p> <p>Al momento si ritiene che le pale della turbina nord (T1) saranno riciclate/riutilizzate in un altro sito all'interno del portafoglio di E.ON.</p>
			19-set-2018	È stata concessa la licenza marina per il progetto di smantellamento.

			20-apr-2019	<p>aggiornamento: la nave <i>Excalibur</i> è arrivata sul posto per iniziare i lavori di preparazione allo smantellamento delle turbine l'8 aprile e <i>C-Fenna</i> è arrivata sul posto il 4 aprile per rimuovere i cavi. Tuttavia, le condizioni meteorologiche sfavorevoli hanno causato ritardi e lo smantellamento è iniziato il 20 aprile. Le due turbine Vestas V66-2MW sono state smontate in quattro giorni, dal 20 al 24 aprile, utilizzando la nave <i>Excalibur</i>. Il resto del lavoro di smantellamento è in corso, con la rimozione dei cavi di esportazione da parte di <i>C-Fenna</i>. Si prevede che una turbina sarà riciclata e riutilizzata per i pezzi di ricambio all'interno degli impianti eolici onshore di E.ON, mentre l'altra sarà utilizzata dal Porto di <i>Blyth</i> per scopi di formazione.</p> <p>Sebbene previsto per il 2018, lo smantellamento di <i>Blyth</i> avverrà nel 2019, con l'inizio dei lavori ad aprile, che dureranno dalle quattro alle sei settimane. Il porto operativo preferito per le attività di disattivazione è il porto di <i>Blyth</i>. Le due turbine, le fondazioni e i cablaggi saranno rimossi, seguiti da lavori di ripristino del sito. Dopo lo smantellamento, sarà completata un'indagine geofisica [batimetrica] del sito per fornire ulteriori prove della completa rimozione delle fondamenta e del riempimento dei vuoti.</p> <p>L'inizio delle operazioni di smantellamento è previsto non prima dell'8 aprile e durerà 3 settimane.</p>
Brindisi	Italia	Fisso	01-Gen-2009	DisMESSo all'inizio del 2009 dopo 6 mesi di navigazione.
Consorzio <i>DeepCwind</i> - <i>VolturnUS</i> - Sito di prova di <i>Dyces</i> <i>Head</i>	Stati Uniti	Galleggiante	04-nov-2014	Il <i>Volturn</i> è stato rimosso dall'acqua nel novembre 2014.

Prototipo <i>EOLINK</i> in scala 1/10 - Sito di prova offshore <i>TheoREM</i>	Francia	Galleggiante	16-lug-2019	Il prototipo in scala 1/10 è stato rimorchiato al porto di <i>Brest</i> . Il prototipo ha superato le aspettative, quindi <i>EOLINK</i> preparerà un progetto dettagliato in scala reale, seguito da una certificazione di parte terza.
Progetto dimostrativo di turbina eolica offshore galleggiante - <i>Sasebo</i> - prototipo in scala 1:10	Giappone	Galleggiante	16-set-2013	Rimozione della turbina due settimane dopo l'inizio del test.
<i>Fukushima Forward</i> - fase 2	Giappone	Galleggiante	12-maggio-2020	<p>L'unità da 7 MW è stata smantellata dopo 2 anni di funzionamento a causa di prestazioni insufficienti. I test di valutazione condotti hanno rivelato un fattore di capacità di ~3,7% e una disponibilità del 16,4%.</p> <p>Le catene di ormeggio e le ancore sono state rimosse tra il 26 maggio e il 10 giugno 2020.</p> <p>Il traino dell'aerogeneratore a terra per lo smontaggio è iniziato il 9 giugno 2020. La navicella e le pale sono state rimosse il 29 giugno 2020. La torre è stata rimossa a metà luglio.</p> <p>Lo smontaggio della fondazione è avvenuto tra agosto e settembre. Il lavoro marittimo è stato completato a <i>Kagoshima</i> entro il 18 settembre.</p>

			18-set-2020	<p>L'unità da 7 MW è stata dismessa dopo 2 anni di funzionamento per motivi di prestazioni insufficienti. I test di valutazione condotti hanno rivelato un fattore di capacità di ~3,7% e una disponibilità del 16,4%.</p> <p>Il cablaggio è stato rimosso tra il 12 e il 16 maggio 2020. Le catene di ormeggio e le ancore sono state rimosse tra il 26 maggio e il 10 giugno 2020. Il traino della turbina eolica a terra per lo smontaggio è iniziato il 9 giugno 2020. La navicella e le pale sono state rimosse il 29 giugno 2020. La torre è stata rimossa a metà luglio. Lo smontaggio della fondazione è avvenuto in agosto-settembre.</p> <p>Il lavoro marittimo è stato completato a <i>Kagoshima</i> entro il 18 settembre.</p>
			01-lug-2021	<p>Le restanti turbine da 5 MW e 2 MW e la sottostazione galleggiante sono state smantellate nel 2021. Il Ministero dell'Economia, del Commercio e dell'Industria (METI) ha stanziato un <i>budget</i> di 5 miliardi di JPY per la realizzazione delle opere di disattivazione necessarie.</p> <p>Lo smantellamento è stato considerato necessario a causa della bassa redditività. Secondo quanto riferito, i prototipi di turbine da 5 MW e 7 MW hanno avuto problemi iniziali che si sono tradotti in una scarsa disponibilità e in un basso rendimento, oltre che in costosi costi operativi e di manutenzione. La turbina da 2 MW ha buone prestazioni, ma non è sufficiente per migliorare la redditività del progetto.</p>
GOTO FOWT Turbina eolica offshore galleggiante - 100kW	Giappone	Galleggiante	01-lug-2013	<p>La turbina da 100 kW dovrebbe essere rimossa per far posto a una turbina da 2 MW.</p>
Uncino	Germania	Fisso	11-maggio-2016	<p><i>Wulf Seetransporte</i> inizia il processo di disarmo, utilizzando la chiatte <i>Wagenborg 8</i> e una grande gru <i>Sarens</i>. Le operazioni di smantellamento dovrebbero durare dalle 3 alle 4 settimane. A causa di problemi alla scatola degli ingranaggi e al cavo di trasmissione, la turbina non ha funzionato per diversi anni e, con la</p>

				scadenza del permesso nel 2017, si è deciso di smantellarla piuttosto che ripararla.
			18-maggio-2016	La stella del rotore da 155,5 tonnellate è stata rimossa dalla navicella.
			31-maggio-2016	La torre della turbina è stata rimossa e sono iniziati i lavori di rimozione della fondazione a tre pali. Prima di rimuovere i tre pali, è necessario tagliare la piattaforma.
			10-giu-2016	La maggior parte della fondazione a tre pile è stata rimossa, solo una pila è visibile.
<i>Irene Vorrink</i>	Paesi Bassi	Fisso	07-mar-2022	<p>Lo smantellamento di <i>Irene Vorrink</i> è previsto per il 2022, dopo 25 anni di attività. La costruzione di turbine eoliche molto più grandi così vicine alla diga non è più consentita per motivi di sicurezza della diga. Non è quindi possibile ricostruire le turbine nella stessa posizione. <i>Irene Vorrink</i> sarà invece ripotenziata nell'ambito di <i>Windplanblauw</i>, un progetto congiunto di <i>Vattenfall</i> e <i>SwifterwinT</i>. Al posto delle attuali 28 turbine eoliche con una capacità totale di 16,8 MW, <i>Vattenfall</i> e <i>SwifterwinT</i> erigeranno due file di 12 turbine eoliche con una capacità totale di 132 MW, situate a 500 e 1500 metri più in profondità nell'IJsselmeer. Di queste turbine, 14 saranno di proprietà di <i>Vattenfall</i> e 10 di <i>SwifterwinT</i>. <i>Windplanblauw</i> dovrebbe essere operativo dal 2023.</p> <p>Lo smantellamento inizierà a marzo. Tutte le turbine saranno spente entro aprile. Le fondamenta saranno tagliate due metri sotto il fondo dell'IJsselmeer e, dopo che questa parte sarà stata tirata fuori dall'acqua, il resto del monopalo e il cablaggio rimarranno sul fondo dell'IJsselmeer accanto alla diga. Per rimuovere le fondamenta sono necessarie speciali attrezzature per le vibrazioni, e il <i>Rijkswaterstaat</i> e il <i>Zuiderzeeland Water Board</i> temono che le vibrazioni possano danneggiare la diga. Inoltre, i buchi lasciati dopo la rimozione delle fondamenta</p>

				e dei cavi potrebbero causare infiltrazioni, con l'acqua che scorre sotto la diga e la indebolisce.
			05-apr-2022	<i>Vattenfall</i> ha iniziato a smantellare le prime turbine. A causa della vicinanza alla diga, i lavori di sollevamento vengono eseguiti da pontoni galleggianti.
			20-apr-2022	Le pale del parco eolico di <i>Irene Vorrink</i> saranno rimosse dalle turbine e trasportate al porto di <i>Kampen</i> . Lì verranno tagliate in pezzi più piccoli e preparate per il trasporto. La norvegese <i>Gjenkraft AS</i> riutilizzerà le pale per materiali isolanti, per la produzione di olio e gas sintetici e per prodotti sportivi. Due caricatori sono riservati al <i>ROC van Amsterdam - Flevoland</i> , che li utilizzerà per la formazione dei meccanici.
			07-lug-2022	Le turbine e le fondamenta del parco eolico di <i>Irene Vorrink</i> sono state rimosse.

			31-ago-2022	Lo smantellamento si concluderà nell'estate del 2022. Le 24 nuove turbine di <i>Windplan Blauw</i> saranno installate nel 2023.
<i>Kemin Ajoksen I</i> <i>Kemin Ajoksen II</i>	Finlandia	Fisso	22-gen-2016	<i>OX2</i> ed <i>Empower PN Oy</i> hanno firmato un accordo per lo smantellamento delle vecchie turbine eoliche e la costruzione sul sito di 13 nuove turbine. L'accordo prevede lo smantellamento delle vecchie infrastrutture offshore e onshore e la costruzione di nuove strade, piattaforme di sollevamento, fondazioni, rete di media tensione e rete di comunicazione. Il progetto di design è in corso e la costruzione sarà avviata in fasi successive in primavera. La parte principale dei lavori di costruzione sarà completata entro la fine del 2016.
			22-gen-2016	<i>OX2</i> ed <i>Empower PN Oy</i> hanno firmato un accordo per lo smantellamento delle vecchie turbine eoliche e la costruzione sul sito di 13 nuove turbine. L'accordo prevede lo smantellamento delle vecchie infrastrutture offshore e onshore e la costruzione di nuove strade, piattaforme di sollevamento, fondazioni, rete di media tensione e rete di comunicazione. Il progetto di design è in corso e la costruzione sarà avviata in fasi successive in primavera. La parte principale dei lavori di costruzione sarà completata entro la fine del 2016. Il nuovo progetto ha il codice identificativo FI25.
<i>Prototipo Keuka</i> <i>125kW Rim</i> <i>Drive/Liquid Air</i> <i>Storage</i> in scala 1:100	Stati Uniti	Fisso	01-ott-2016	Progetto rimosso.
Progetto dimostrativo offshore di <i>Kitakyushu</i>	Giappone	Galleggiante	01-ott-2019	<i>Penta-Ocean Construction Co. Ltd</i> sta utilizzando la sua gru autosollevante CP-8001 per smantellare la turbina.

Lely	Paesi Bassi	Fisso	19-set-2016	Nella settimana dal 19 settembre <i>Nuon</i> ha iniziato lo smantellamento del parco eolico. Dopo la caduta in mare di una testa di rotore e delle relative pale, un'indagine ha rivelato che la causa del guasto era la fatica del metallo. Il progetto ha funzionato per 22 anni, ma dopo il guasto <i>Nuon</i> ha deciso di smantellarlo. Secondo <i>Nuon</i> , il parco eolico, relativamente piccolo, era già vicino alla fine del suo ciclo di vita ed era diventato meno redditizio. Chiatte e rimorchiatori rimuoveranno prima le turbine, poi le fondazioni e infine i cavi.
Prototipo <i>Nezzy</i> <sup>2</sup> in scala 1:10	Germania	Galleggiante	02-nov-2020	La turbina eolica galleggiante <i>Nezzy</i> <sup>2</sup> ha superato con successo i due mesi di test nella baia di <i>Greifswald</i> . Il prototipo ha resistito a condizioni meteorologiche estreme per alcuni giorni durante i due mesi di test. Il modello in scala 1:10 è stato ora smontato. Nelle prossime settimane verranno valutati i dati registrati. I risultati saranno poi incorporati nella progettazione del modello in scala 1:1, che sarà testato in Cina alla fine del 2021 o all'inizio del 2022.
<i>Nogersund - Svante</i> 1	Svezia	Fisso	23-nov-2004	La produzione si è fermata.
			01-giu-2007	2007/2008: <i>Svante</i> demolito contro molti <i>Nogersundares</i> volontà.
			01-Gen-2008	Gambe della fondazione rimosse.
<i>PivotBuoy - PLOCAN</i>	Spagna	Galleggiante	31-maggio-2023	Il progetto <i>PivotBuoy</i> si concluderà ufficialmente il 31 marzo 2023, ma <i>X1 Wind</i> ha richiesto un'estensione del periodo di test fino a maggio prima di dismettere il prototipo come previsto dal progetto finanziato dall'UE.
<i>Poseidon P37</i>	Danimarca	Galleggiante	28-ott-2013	Fine del quarto e ultimo test di <i>P37</i> . In totale sono stati effettuati 20 mesi di test connessi alla rete.
Vortice marino P3	Svezia	Galleggiante	03-set-2011	I test in mare sono stati completati.

Struttura galleggiante stabile con oscillazioni limitate	Grecia	Galleggiante	08-nov-2021	Si presume che questo prototipo sia stato dismesso.
Turbina per campo petrolifero <i>Suizhong 36-1</i>	Cina	Fisso	15-lug-2015	È stato riferito che la turbina è stata rimossa a metà luglio 2015. Sono state scattate delle foto come prova dell'evento.
Prototipo <i>SWAY 1:6</i>	Norvegia	Galleggiante	01-gen-2014	Si ritiene che i test siano terminati.
Demostratore galleggiante da 750 kW di <i>Ulsan</i>	Corea del Sud	Galleggiante	17-set-2020	L'unità sarà operativa per sei mesi per valutarne le prestazioni e convalidarne l'idoneità agli ambienti offshore. La data comunicata era il 30 aprile, ma ci aspettiamo che le tempistiche vengano leggermente spostate a causa di ritardi assicurativi.
<i>Utgrunden I</i>	Svezia	Fisso	14-giu-2018	Disconnessione di <i>Utgrunden I</i> dalla rete. Il ripotenziamento è stato scartato da <i>Vattenfall</i> , poiché altre aree adatte allo sviluppo hanno velocità del vento più elevate. Lo smantellamento del progetto dovrebbe iniziare a luglio.
			07-lug-2018	<i>WIND PIONEER</i> è arrivato sul posto il 17 luglio per iniziare lo smantellamento del parco eolico.
			03-ago-2018	Quattro delle sette turbine sono state rimosse.
			18-ago-2018	Tutte le turbine e le fondazioni sono state rimosse, i cavi saranno rimossi entro la fine di agosto 2018.
			31-ago-2018	Lo smantellamento deve terminare.
			04-ott-2018	<i>ZITON</i> ha completato lo smantellamento del parco eolico offshore di <i>Utgrunden</i> . <i>ZITON</i> ha consegnato il progetto rispettando i tempi e il <i>budget</i> .

Vindeby	Danimarca	Fisso	01-Gen-1998	Vindeby SMW - anno previsto per la disattivazione del <i>met mast</i> .
			01-Gen-2001	Vindeby SMS - anno previsto per la disattivazione del <i>met mast</i> .
			31-maggio-2017	Completamento previsto della rimozione del parco eolico. I lavori di disattivazione saranno eseguiti dalle navi <i>Aarsleff Jack VI</i> (gru cingolata a bordo), <i>Sound Horizon</i> e <i>Sound Provider</i> .
			31-Gen-2017	Il 10 gennaio 2017 l'Agenzia danese per l'energia (DEA) ha autorizzato lo smantellamento del parco eolico offshore di <i>Vindeby</i> . L'autorizzazione è stata annullata a causa di carenze legali. La nuova autorizzazione per lo smantellamento del parco eolico offshore di <i>Vindeby</i> è stata concessa il 31 gennaio 2017.
			07-set-2017	Il processo di smantellamento è stato completato. Le pale, la navicella e la torre sono state smontate e tirate giù da una gru mobile e collocate a bordo di una nave <i>jack-up</i> . Le fondazioni in calcestruzzo sono state demolite in loco con cesoie idrauliche da demolizione, un martello idraulico e strumenti di fresatura. Tutti i componenti della turbina eolica e le parti delle fondazioni sono stati trasportati a terra nel porto di <i>Nyborg</i> . La maggior parte dei componenti sarà riciclata e utilizzata come pezzi di ricambio, mentre le pale saranno riutilizzate in un concetto innovativo di barriera antirumore e faranno parte di un progetto di ricerca del DTU di <i>Risø</i> . Una turbina sarà esposta al Museo danese dell'energia di <i>Bjerringbro</i> , nello <i>Jutland</i> .
Prototipo WindFloat 1 (WF1)	Portogallo	Galleggiante	14-lug-2016	Il <i>WindFloat</i> è stato rimosso dalla posizione di prova e rimorchiato al porto di <i>Sines</i> per lo smantellamento.
Stengrund	Svezia	Fisso	02-nov-2015	L'ultima turbina è stata smantellata. Secondo <i>Vattenfall</i> , le altre 4 non erano in funzione da tempo perché non era economicamente conveniente ripararle o sostituirle.

			20-nov-2015	Sono iniziati i lavori di smantellamento delle turbine. <i>Maria Hassel</i> ha spiegato: "Le turbine, i rotori e la navicella devono essere smantellati per primi. Le fondamenta saranno tagliate a livello del fondale marino. I cavi saranno rimossi verso la prossima estate. Una volta fatto questo, concluderemo il progetto".
			16-gen-2016	Le ultime fondazioni sono state tagliate a livello del fondale marino - Le prime fondazioni hanno richiesto 29 ore per essere tagliate utilizzando una sega a filo diamantato, anche se con il progredire dei lavori l'esperienza ha permesso di affinare il metodo e le fondazioni successive hanno richiesto solo 13 ore per essere tagliate. Nel complesso, <i>Vattenfall</i> ha dichiarato che lo smantellamento delle turbine non è stato difficile: "Abbiamo semplicemente lavorato in ordine inverso rispetto a quando sono state installate".
			12-set-2016	I cavi saranno rimossi durante la settimana 37. I lavori dovrebbero durare un paio di settimane, a seconda delle condizioni meteorologiche.