



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	A. SCIACCHITANO	E. BOSCARINO	D. CARUSO

OGGETTO

Relazione Generale

SCALA

CODICE ELABORATO

OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-02

TAVOLA

FORMATO

N. FOGLI

REV

00

FASE

PFTE

# R.02.00

## 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

**RELAZIONE GENERALE**

## ELENCO REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Redatto da	Revisionato da	Approvato da	Modifiche
0	30-03-2024	Istruttoria VIA/AU	A. Sciacchitano	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	02	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. GENERALITÀ .....</b>	<b>6</b>
1.1 DESCRIZIONE SOMMARIA DEL PROGETTO.....	7
1.2 LA SOCIETÀ PROPONENTE .....	11
1.2.1 ACCIONA Energia .....	11
1.2.2 ACCIONA Energia Global Italia S.r.l.....	14
<b>2. CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO .....</b>	<b>16</b>
2.1 LE STRATEGIE EUROPEE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA .....	16
2.2 LE POLITICHE ENERGETICHE NAZIONALI E REGIONALI.....	27
2.2.1 Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 .....	29
2.2.2 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).....	32
2.2.3 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).....	36
2.2.4 Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC) .....	40
2.2.5 Piano Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale .....	40
2.2.6 Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS).....	43
2.2.7 Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC).....	44
2.2.8 Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS) .....	47
2.3 DOCUMENTI E SCENARI NORMATIVI IN ITALIA .....	48
<b>3. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>58</b>
3.1 NORMATIVA DEL SETTORE AMBIENTALE .....	58
3.2 NORMATIVA DEL SETTORE ENERGETICO .....	60
3.3 NORME SU ELETTRODOTTI, LINEE ELETTRICHE, SOTTOSTAZIONI E CABINE DI TRASFORMAZIONE .....	63
3.4 NORMATIVA TECNICA GENERALE DI RIFERIMENTO.....	65
3.5 NORMATIVE SULLA NAVIGAZIONE MARITTIMA IN ITALIA .....	66
3.5.1 Norme nazionali.....	66
3.5.2 Norme internazionali .....	67
3.6 NORME SU OPERE CIVILI, STRUTTURE E GEOTECNICA .....	67
3.7 NORME SU GEOLOGIA, IDROGEOLOGIA E IDRAULICA .....	67
3.8 ELENCO DEGLI ENTI COMPETENTI AL RILASCIO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA E PARERI .....	69
3.9 CONTESTO AMMINISTRATIVO .....	71
3.10 LIVELLO DI DETTAGLIO PROGETTUALE E ARTICOLAZIONE DEI CONTENUTI DELLA RELAZIONE GENERALE .....	72
3.11 ITER DEI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI .....	75
<b>4. INQUADRAMENTO GENERALE DELLE OPERE IN PROGETTO.....</b>	<b>76</b>
4.1 DESCRIZIONE E LOCALIZZAZIONE QUALITATIVA DELL'OPERA .....	76
4.1.1 Principali componenti dell'impianto.....	76
4.2 LE OPERE A MARE .....	78
4.2.1 L'area di progetto .....	78
4.2.2 Coordinate aerogeneratori.....	80
4.3 LE OPERE A TERRA.....	83
4.3.1 Punto di giunzione .....	83
4.3.2 Stazioni Onshore (OnSS) .....	86
4.3.3 Cavidotto tripolare terrestre .....	88
4.3.4 Punto di interconnessione TERNA (POI) .....	89
<b>5. VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI E DELLE CRITICITÀ AMBIENTALI .....</b>	<b>90</b>
5.1 ALTERNATIVA ZERO.....	90
5.2 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE DEL SITO.....	91
5.2.1 Localizzazioni area offshore .....	91
5.2.2 Localizzazioni area nearshore .....	94
5.2.3 Localizzazioni area onshore .....	97

5.2.3.1	Accertamento della disponibilità delle aree.....	97
5.3	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE.....	99
5.3.1	Tipologie di fondazione.....	99
5.3.2	Sistemi di ormeggio.....	101
5.4	ALTRE POSSIBILI ALTERNATIVE.....	102
5.4.1	Alternative cromatiche.....	102
5.4.1.1	Aerogeneratori.....	102
5.4.1.2	Fondazioni galleggianti.....	103
5.5	SOLUZIONE DI CONNESSIONE ALLA RTN (RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE).....	104
<b>6.</b>	<b>ANALISI AMBIENTALE E VINCOLISTICA.....</b>	<b>106</b>
6.1	PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO.....	106
6.2	PIANO REGOLATORE PORTUALE (PRP).....	116
6.2.1	Piano Regolatore Portuale (PRP) di Oristano.....	116
6.2.2	Piano Regolatore Portuale (PRP) di Piombino.....	117
6.3	PIANO REGIONALE DELLA RETE DI PORTUALITÀ TURISTICA (PRRPT).....	118
6.4	AREE MARINE PROTETTE (AMP).....	120
6.5	AREE SPECIALMENTE PROTETTE DI IMPORTANZA MEDITERRANEA (ASPIM).....	121
6.6	PESCA – ZONE DI TUTELA BIOLOGICA (ZTB).....	122
6.7	ZONE ARCHEOLOGICHE MARINE.....	124
6.8	AREE MARINE MILITARI.....	125
6.9	ANALISI DELLA VINCOLISTICA RIPORTATA SULLE CARTE NAUTICHE.....	127
6.10	ANALISI DEL REGIME VINCOLISTICO E DEGLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE E PIANIFICAZIONE TERRITORIALE - SEZIONE ONSHORE.....	128
6.10.1	Strumenti Urbanistici Comune di Alghero.....	129
6.10.1.1	Piano Regolatore Generale – PRG Alghero.....	129
6.10.1.2	Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Alghero.....	132
6.10.1.3	Programma di Conservazione e Valorizzazione dei Beni Paesaggistici della Bonifica di Alghero (PCVB) - variante al P.R.G.....	133
6.10.2	Strumenti Urbanistici Comune di Putifigari.....	136
6.10.2.1	Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Putifigari.....	136
6.10.3	Strumenti Urbanistici Comune di Ittiri.....	140
6.10.3.1	Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Ittiri.....	140
6.10.4	Strumenti Urbanistici Comune di Bessude.....	142
6.10.4.1	Programma di Fabbricazione (PdF) del Comune Di Bessude.....	142
6.10.5	Piano del Consorzio di bonifica della Nurra.....	143
6.10.6	Piano Regolatore Territoriale Consortile del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese - P.R.T.C. 145	
6.10.7	Piano Paesaggistico Regionale della Regione Sardegna (PPR).....	145
6.10.8	Piano Urbanistico Provinciale e Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Sassari - Pup/Ptc 147	
6.10.9	Piano di Azione Coste – PAC.....	147
6.10.10	Piano di Gestione del distretto idrografico della Sardegna.....	149
6.10.11	Piano di Tutela delle Acque – PTA.....	154
6.10.12	Piano Regionale di Qualità dell'Aria Ambiente – PRQA.....	156
6.10.13	Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico – PAI.....	157
6.10.14	Piano Stralcio delle Fasce Fluviali – PSFF.....	159
6.10.15	Piano di Gestione del Rischio Alluvioni – PGRA.....	159
6.10.16	Vincolo Idrogeologico.....	160
6.10.17	Sistema Locale dei Trasporti.....	162
6.10.18	Siti Rete Natura 2000, Aree Protette e altre aree di interesse biologico/ecologico.....	162
6.10.19	Zone Umide di Importanza Internazionale (RAMSAR).....	166
6.10.20	“Important Bird Area” (IBA).....	167
6.10.21	Vincoli paesaggistici ai sensi del D. Lgs 42/2004 e s.m.i.....	168
6.10.21.1	Patrimonio Unesco.....	168
6.10.21.2	Beni e immobili di notevole interesse pubblico.....	168
6.10.21.3	Aree tutelate per legge.....	170

6.10.21.4	Beni culturali.....	172
6.10.22	Espianto alberi di olivo.....	173
<b>7.</b>	<b>INSTALLAZIONE E FASE DI CANTIERIZZAZIONE .....</b>	<b>174</b>
7.1	INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI STOCCAGGIO A TERRA .....	174
7.1.1	Profondità dell'acqua .....	176
7.1.2	Le zone .....	176
7.2	TRASPORTO DELLE COMPONENTI DALL'AREA DI STOCCAGGIO AL SITO .....	177
7.2.1	Consegna della Fondazione Galleggiante al Sito di Integrazione.....	178
7.2.2	Stazionamento a Mare Pre-Integrazione.....	178
7.2.3	Integrazione WTG.....	179
7.2.4	Stazionamento a Mare Post-Integrazione .....	179
7.2.5	Pre-Posa delle Ancore a Trascinamento e delle Linee di Ormeaggio.....	180
7.2.6	Rimorchio al Sito.....	181
7.2.7	Connessione della Linea di Ormeaggio.....	182
7.3	INSTALLAZIONE DEI CAVI SOTTOMARINI .....	184
7.3.1	Installazione della Prima Estremità.....	184
7.3.2	Posa dei Cavi.....	185
7.3.3	Installazione della Seconda Estremità.....	186
7.4	AREA BUCA GIUNTI TERRA MARE .....	187
7.5	CAVI INTERRATI TERRESTRI .....	187
7.5.1	Posa di cavi/canalizzazioni .....	187
7.5.2	Cavo di collegamento .....	188
7.5.2.1	Lavori di giunzione dei cavi.....	188
7.5.3	Riempimento scavi e trincee.....	189
7.5.4	Test .....	189
7.6	STAZIONI ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE E CONNESSIONE .....	189
7.7	LAYOUT CIVILE SOTTOSTAZIONE.....	189
<b>8.</b>	<b>CRONOPROGRAMMA DELLE FASI DI INSTALLAZIONE .....</b>	<b>191</b>
<b>9.</b>	<b>OPERATIVITÀ E MANUTENZIONE .....</b>	<b>192</b>
9.1	RIEPILOGO DELLA MANUTENZIONE.....	192
9.1.1	Manutenzione preventiva (programmata).....	192
9.1.2	Manutenzione correttiva (non programmata) .....	192
9.1.3	Sostituzione di componenti importanti .....	193
9.2	COMPONENTI DI IMPIANTO .....	193
9.3	ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE OFFSHORE .....	194
9.3.1	Manutenzione WTG .....	194
9.3.1.1	Manutenzione ordinaria .....	194
9.3.1.2	Risoluzione dei problemi e guasti minori .....	195
9.3.1.3	Sostituzione di componenti importanti .....	195
9.3.1.4	Metodologia con rimorchio in porto.....	195
9.3.1.5	Metodologia in situ.....	195
9.3.2	Manutenzione BoP (Sistemi a Supporto dell'Impianto) .....	195
9.4	ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE ONSHORE.....	196
9.4.1	Manutenzione cavi onshore .....	196
9.4.2	Manutenzione Sottostazione onshore .....	196
9.5	OPERAZIONI E MANUTENZIONE REQUISITI MINIMI DELL'AREA PORTUALE .....	196
9.5.1	Logistica .....	197
9.5.2	Fattori contribuenti .....	197
9.5.3	Elicottero .....	197
9.5.4	Valutazione della logistica preliminare .....	198
9.6	NAVI PER LE ATTIVITÀ SPECIFICHE .....	198
9.7	TECNICHE DI ACCESSIBILITÀ ALL'AREA DI IMPIANTO.....	199
9.7.1	Sintesi della logistica .....	200
9.8	O&M – STRUTTURA .....	200

9.8.1	O&M – Attività Porto/Porto.....	200
9.8.2	Coordinamento marino .....	201
9.9	REQUISITI INDICATIVI DELLE AREE O&M .....	202
9.9.1	Struttura principale per le attività di O&M .....	203
9.9.2	Struttura per le attività degli elicotteri.....	203
<b>10.</b>	<b>DISMISSIONE IMPIANTO.....</b>	<b>204</b>
10.1	GESTIONE DEL FINE VITA .....	205
10.2	ESTENSIONE DELLA VITA TECNICA.....	207
10.3	STATO ATTUALE DELLA DISMISSIONE .....	208
10.3.1	Dismissione dell'OWF.....	208
10.4	SMANTELLAMENTO FONDAZIONI GALLEGGIANTI .....	208
10.5	METODI ATTUALI DI DISMISSIONE .....	210
10.6	SEQUENZA.....	210
10.7	CATENA DI APPROVVIGIONAMENTO.....	210
10.7.1	Piattaforme semisommersibili.....	211
10.8	STRATEGIA DI DISMISSIONE.....	211
10.9	REGOLAMENTI PER LA DISMISSIONE.....	211
10.10	REGOLAMENTI AMBIENTALI .....	212
10.11	PORTI.....	212
10.12	METODOLOGIA DI DISMISSIONE OFFSHORE DEL PROGETTO MISTRAL .....	214
10.12.1	Valutazione degli elementi per la dismissione .....	214
10.13	METODOLOGIA DEL PIANO DI DISMISSIONE .....	217
10.14	NAVI E ATTREZZATURE NECESSARIE PER LE ATTIVITÀ DI RIMOZIONE .....	219
10.15	GESTIONE DELLE RISORSE DEI MATERIALI DISMESSI .....	220
10.16	INDICAZIONE DELLA TEMPISTICA .....	222
10.17	RISCHI E MITIGAZIONI .....	223
10.18	SINERGIE CON ALTRI PROGETTI EOLICI OFFSHORE (OWF) .....	226

## 1. Generalità

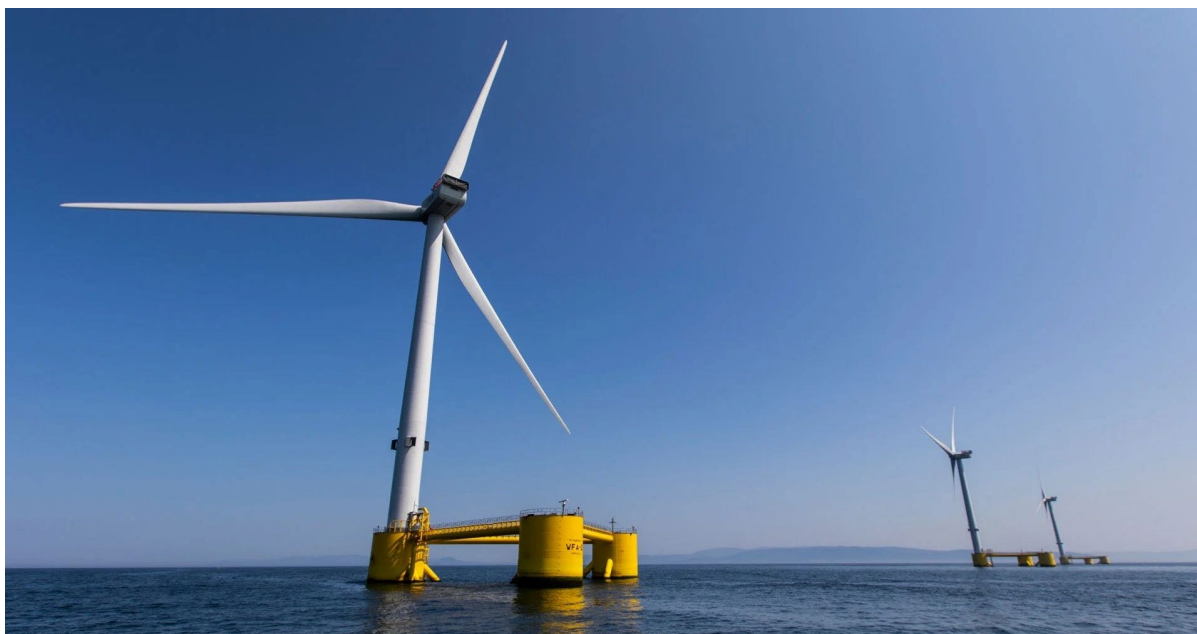
La presente relazione descrive il progetto eolico offshore galleggiante denominato **Mistral o Progetto**, che nasce su iniziativa della società **Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.** appartenente al gruppo Acciona Energia (di seguito la **Società Proponente**).

Nella prima fase preliminare, il gruppo **Acciona Energia**, con il supporto di consulenti esperti del settore offshore, ha effettuato uno studio dell'intera area marina italiana, identificando un certo numero di zone maggiormente idonee per la produzione di energia attraverso l'installazione di turbine eoliche off-shore.

Al giorno d'oggi infatti, il progresso di tecnologie oramai consolidate consente di installare impianti in acque profonde con fondazioni flottanti e turbine sempre più performanti, allontanando gli impianti dalla costa e consentendo di superare le principali criticità ambientali e paesaggistiche, senza interferire con le ordinarie attività economiche presenti sul territorio (navigazione, turismo, pesca, ecc.).

Una prima scrematura è stata dettata dalla scelta del gruppo nel considerare progetti oltre le 12 miglia nautiche, per garantire una ridotta interferenza visuale dalla costa, seppur determinando un indirizzo chiaro verso i sistemi flottanti viste le profondità del mare italiano già a poca distanza dalla costa.

A seguire le zone individuate da una prima analisi della risorsa eolica, sono state ulteriormente approfondite attraverso la verifica delle possibili interazioni, dirette od indirette, con zone o riserve marine di notevole interesse, oltre che con le rotte migratorie per avifauna, cetacei ed altre specie animali, ed infine con le principali rotte di navigazione.



**Figure 1-1: Immagine impianto eolico flottante tipo.**

A valle di tutto ciò, le aree potenzialmente utili si sono ridotte ad un numero limitato di zone offshore, distribuite principalmente tra Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Di queste aree offshore, quella interessata dal progetto Mistral ha evidenziato tra gli altri:

1. un'ottima risorsa eolica;
2. una posizione tale da essere poco o per nulla visibile dalla costa;
3. una configurazione del fondale utile al posizionamento di sistemi flottanti;
4. un'area onshore capace di recepire, senza grossi impatti, le opere di connessione alla RTN.

Questo studio preliminare è stato fondamentale per far sì che il progetto avesse tutte le carte in regola per poter essere portato a compimento.

A partire da esso si è continuato ad investire avviando interlocuzioni con gli enti preposti e le prime procedure autorizzative quali la Richiesta di connessione alla Rete Elettrica Nazionale, la Concessione Demaniale Marittima e lo Scoping Ambientale Preliminare.

Infine, sono state programmate ed avviate le necessarie indagini tecnico-ambientali, sia offshore che onshore con il coinvolgimento di figure professionali, nazionali e internazionali, creando un team di sicuro valore per la gestione della complessità di un progetto eolico flottante come Mistral.

Pertanto, tale Progetto contribuirà, senza dubbio, al raggiungimento degli obiettivi della attuale programmazione strategica italiana ed europea in materia di generazione di energia da fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni, i quali potranno essere raggiunti anche grazie allo sviluppo di impianti eolici offshore.

I futuri investimenti su impianti con fondazioni galleggianti consentiranno di aumentare considerevolmente la potenza installata di impianti FER, garantendosi non solo tutti i vantaggi derivanti dalla decarbonizzazione, ma anche quelli derivanti dall'opportunità strategica per l'economia locale e l'occupazione, di realizzare una filiera nazionale per l'installazione, esercizio e manutenzione di questi grandi parchi eolici.

## 1.1 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 cavi dinamici marini (c.d. *inter-array* o IAC) in AT 132 kV. Il trasporto di tale energia avverrà tramite 4 cavi di esportazione sottomarini tripolari AT a 132 kV per una lunghezza di circa 24,56 Miglia Nautiche (approssimativamente 45 km) fino all'approdo localizzato in un'area posta in 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).

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 dal gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Terna S.p.A. ed accettata dalla Società Proponente.

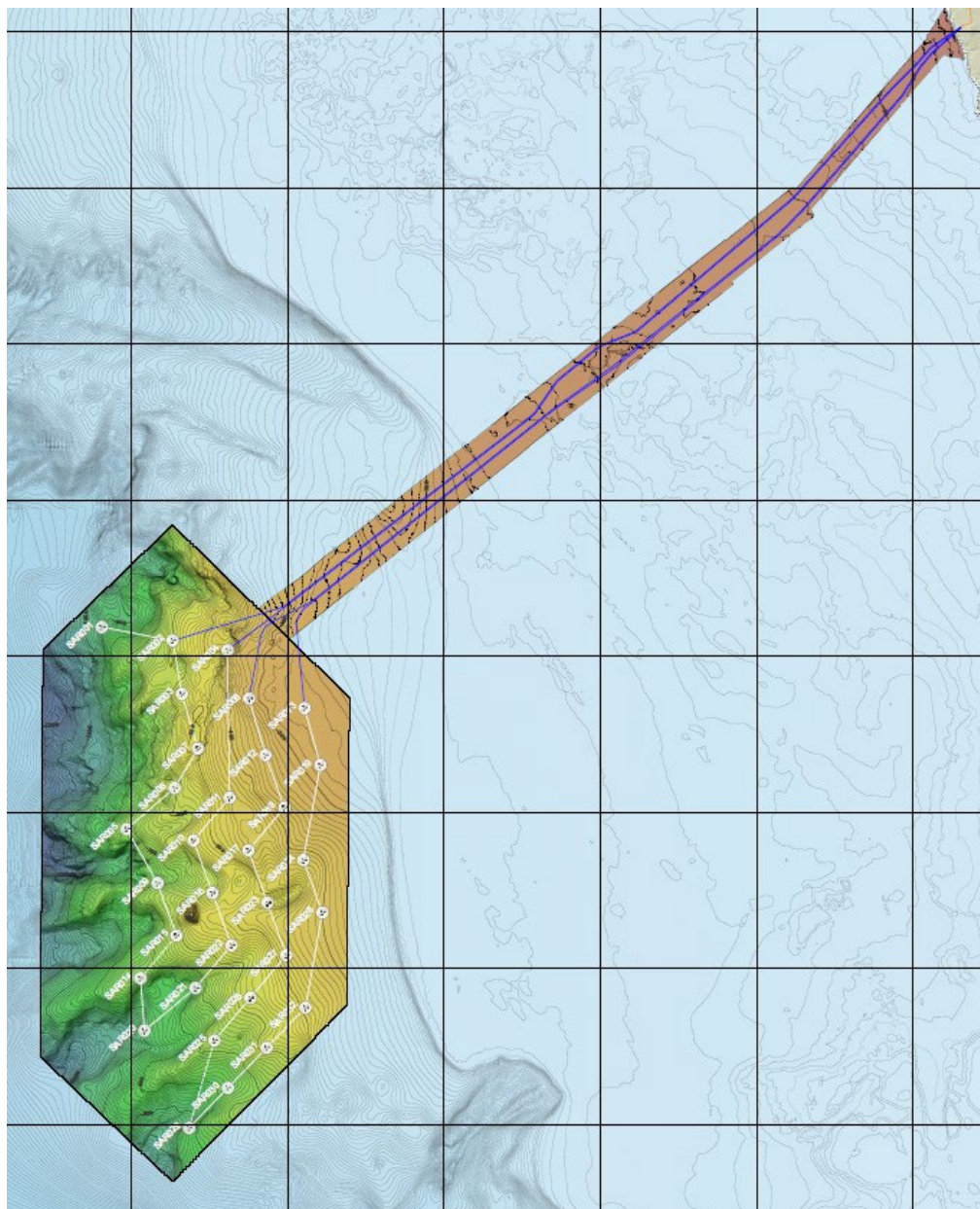


Dall'area di realizzazione della TJB i 4 cavidotti interrati, percorrendo le strade esistenti, raggiungeranno una prima Stazione Elettrica di Trasformazione ed elevazione della tensione da 132 kV a 380 kV di nuova realizzazione, ubicata a sud-ovest del Comune di Alghero in Contrada S. Lussorio.

Da questa Stazione Elettrica, utile anche ad ottimizzare la funzionalità dell'impianto, verranno posati due soli elettrodotti interrati aventi 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, in posizione prossima a quella che dovrebbe essere del futuro ampliamento dell'attuale stazione Terna di Ittiri (SS), per i cui dettagli occorrerà attendere il benessere di Terna.



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



**Figure 1-3: Layout eolico di progetto su carta batimetrica (Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-47).**

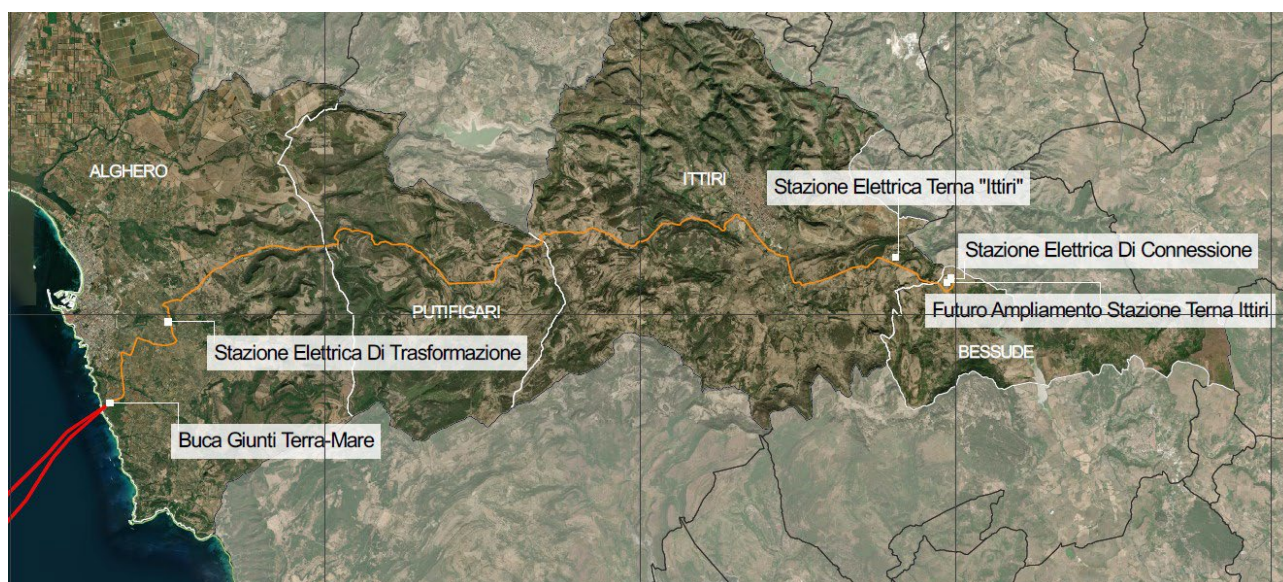
Pertanto, riassumendo, le opere relative all'impianto eolico *offshore* in progetto saranno così distribuite:

- Nell'area di mare della Piattaforma Continentale Italiana, oltre le 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 nautiche dalla cosiddetta linea di base, è invece prevista la posa dell'elettrodotto sottomarino di esportazione 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 132/380 kV, a sud-ovest di Alghero (SS) in C.da S. Lussorio;
  - Realizzazione della Stazione di Connessione 380 kV alla RTN, nel Comune di Bessude (SS) in C.da Su Pianu;
  - Realizzazione del futuro ampliamento della SE 380 kV denominata "Ittiri" e raccordi AT 380 kV per il collegamento con quella esistente.

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

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



**Figura 1-4: Localizzazione opere *onshore* su ortofoto (Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-02B).**



Figura 1-5: Inquadramento su ortofoto dell'area della stazione elettrica di connessione (Rif. Tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-11C).

## 1.2 La Società Proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la Società **Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.** (in breve **Società Proponente**) 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. La Società è soggetta alla direzione e coordinamento del socio unico **Acciona Energia Global S.L.**

### 1.2.1 ACCIONA Energia

**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.



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

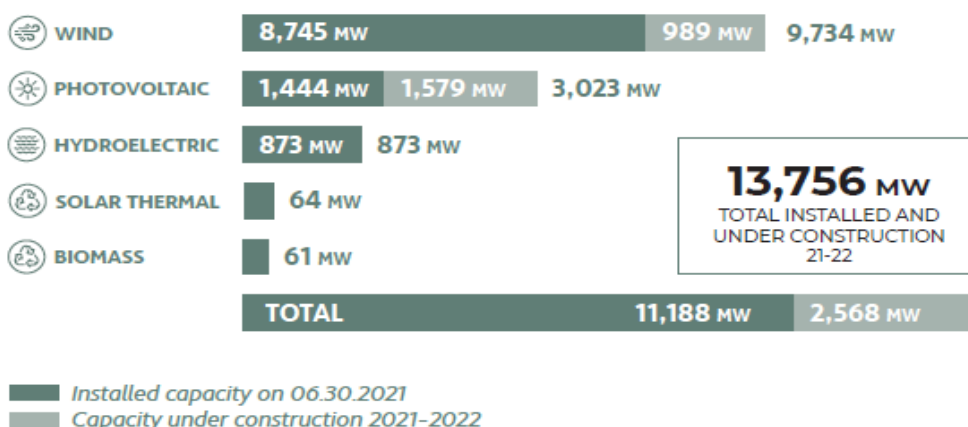


Figure 1-6: Tabella riepilogativa degli impianti installati ed in corso di costruzione da parte di Acciona.

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)*.

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.

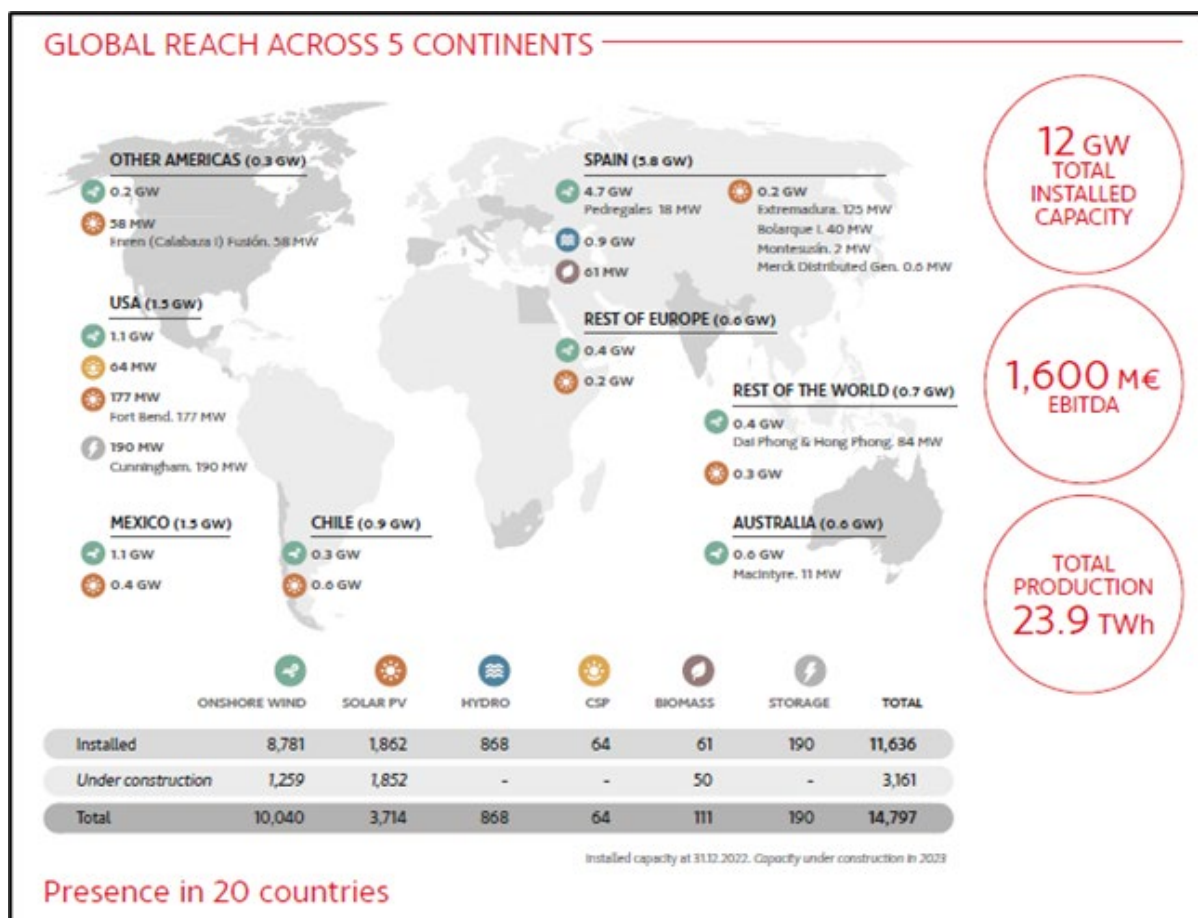


Figure 1-7: Acciona Energia nel mondo.

### 1.2.2 ACCIONA Energia Global Italia S.r.l.

In Italia oltre alla società Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l., 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'intero 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 S.r.l., 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 rispecchia anche nelle scelte tecniche e gestionali che hanno portato all'individuazione del sito in progetto e alla determinazione delle soluzioni tecniche utili alla realizzazione dell'iniziativa.



## 2. Contesto Generale del Progetto

### 2.1 Le Strategie Europee per la Transizione Energetica

L'Unione Europea ha avviato un ambizioso percorso verso la sostenibilità energetica e la riduzione delle emissioni di gas serra, con i seguenti piani:

- Direttiva sulle energie rinnovabili, adottata il 23 aprile 2009;
- Regolamento RTE-E: Reti Transeuropee dell'Energia 2009/73/CE;
- Piano d'azione "Energia Blu" 2014;
- Piano SET (*Strategic Energy Technology Plan*) 2015;
- COM (2015)80 - Strategia Quadro per un'Unione dell'Energia Resiliente;
- COM (2015)81 - Protocollo di Parigi, Lotta ai Cambiamenti Climatici Mondiali dopo il 2020;
- COM (2015)82 - Raggiungere l'Obiettivo del 10% di Interconnessione Elettrica;
- Pacchetto per l'energia pulita "*Clean Energy Package*", novembre 2016;
- Accordo di Parigi COP21 (2016);
- "Pronti per il 55%" (FF55) (Direttiva 2018/2001/EU);
- *Green Deal* Europeo 2019;
- Pacchetto Clima-Energia 20-20-20 (2020);
- Strategia Europea sull'Energia eolica offshore COM (2020)741, novembre 2020;
- Piano *REPowerEU* a maggio 2022;
- Direttiva RED III (*Renewable Energy Directive III*), in vigore da novembre 2023.

Le precedenti sono solo i principali tra i numerosi riferimenti normativi che la Commissione Europea ha emanato in merito al tema energia/ambiente e riduzione emissioni di CO<sub>2</sub>. A seguire una trattazione sintetica.

#### **Regolamento RTE-E: Reti Transeuropee dell'Energia**

Il Regolamento RTE-E (Reti Transeuropee dell'Energia) definisce un quadro per lo sviluppo e l'ammodernamento delle infrastrutture energetiche in Europa. La norma di riferimento per il Regolamento RTE-E è la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, recante disposizioni comuni per il mercato interno del gas naturale.

Il suo obiettivo è quello di creare un mercato interno dell'energia più efficiente e sicuro, favorendo la decarbonizzazione e la transizione verso un'energia pulita.

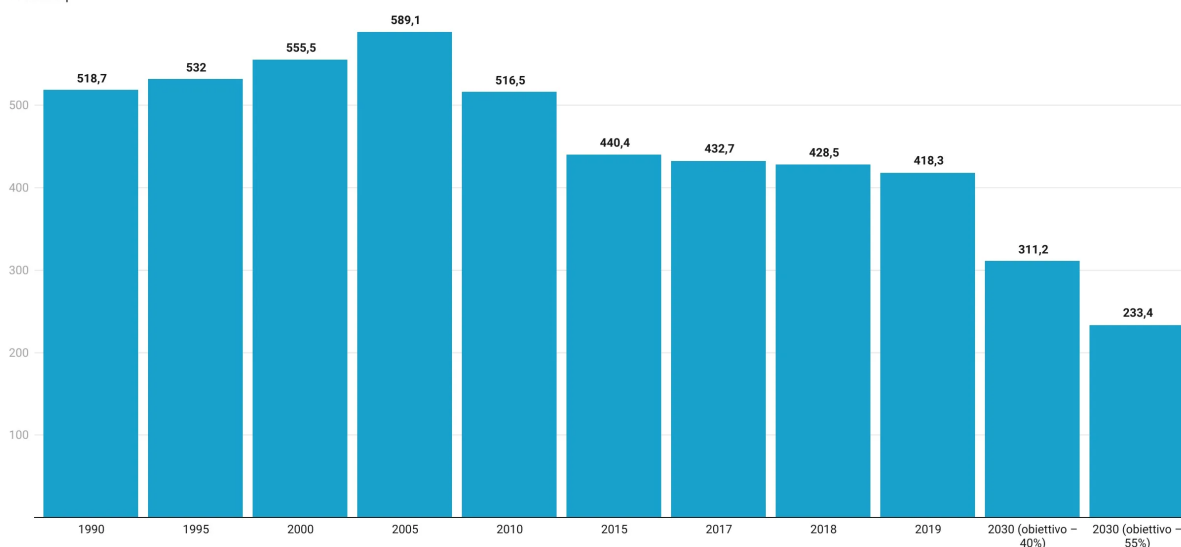
Punti chiave del Regolamento RTE-E:

- Identifica i progetti di interesse comune (PIC): si tratta di progetti infrastrutturali prioritari che ricevono sostegno finanziario e facilitazioni procedurali dall'UE.

- **Priorità alle energie rinnovabili e all'idrogeno:** il regolamento pone l'accento sullo sviluppo di infrastrutture per l'energia eolica, solare, idrogeno e altre fonti rinnovabili.
- **Semplificazione delle procedure autorizzative:** il regolamento introduce misure per accelerare i tempi per l'autorizzazione dei progetti RTE-E.
- **Rafforzamento della cooperazione regionale:** viene incoraggiata la cooperazione tra gli Stati membri per lo sviluppo di infrastrutture energetiche transfrontaliere.

**Emissioni complessive di gas serra in Italia**

kt CO2 eq



**Figure 2-1: Grafico emissioni assorbenti di gas per effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso e dalla silvicoltura anno di riferimento 2021<sup>1</sup>.**

**Piano Energia Blu**

Nel gennaio 2014 la Commissione ha pubblicato il piano d'azione "**Energia Blu**" a sostegno dello sviluppo dell'energia oceanica, compresa l'energia generata dal moto ondoso, dalle maree, dalla conversione dell'energia talassotermica e l'energia a gradiente salino.

La strategia per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili offshore ha inoltre, sottolineato che è necessario accrescere il settore delle energie rinnovabili marine di 5 volte entro il 2030 e di 25 volte entro il 2050.

**Piano SET**

Il **Piano SET** (*Strategic Energy Technology Plan*), introdotto dalla Commissione Europea nel 2015, è un elemento cruciale di questa strategia.

Esso mira ad accelerare lo sviluppo e l'implementazione delle tecnologie energetiche sostenibili, promuovendo l'innovazione lungo l'intera catena del valore, dalla ricerca alla commercializzazione. Il piano SET fornisce una guida strategica per gli investimenti nell'energia pulita e per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità energetica dell'UE.

<sup>1</sup> Grafico: <http://ambientenonsolo.com> - Fonte ISPRA

### **Clean Energy Package**

Il **Clean Energy Package** (anche noto come *Winter Package*) è un insieme di atti legislativi dell'Unione Europea volti a ridisegnare il profilo del mercato elettrico europeo. Inizialmente proposto dalla Commissione Europea nel novembre 2016, il **Clean Energy Package** è parte dell'azione della Commissione denominata "Energia pulita per tutti gli europei" contenente misure relative all'efficienza energetica, energie rinnovabili, assetto del mercato dell'energia elettrica, sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia.



**Figure 2-2: Immagine promozionale del Clean Energy Package.**

Come indicato dalla Commissione stessa il pacchetto comprende anche azioni volte ad accelerare lo sviluppo dell'energia pulita e a favorire l'efficientamento energetico nell'edilizia europea, mediante misure atte ad incoraggiare gli investimenti pubblici e privati, a promuovere la competitività delle imprese UE, al fine di ridurre l'impatto della transizione energetica sulla società civile.

La Commissione ha inoltre analizzato "in che modo l'UE può mantenere la sua leadership nelle tecnologie e nei servizi legati all'energia pulita per aiutare i paesi non aderenti all'UE a raggiungere gli obiettivi delle proprie politiche".

Secondo la Commissione, il **Clean Energy Package** consentirà di produrre un aumento dell'1% del PIL nell'arco del prossimo decennio, oltre a creare 900.000 nuovi posti di lavoro, mobilitando fino a 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati ogni anno a partire dal 2021.

Il 19 novembre 2020 la Commissione ha pubblicato una strategia dell'UE indirizzata allo sfruttamento del potenziale delle energie rinnovabili offshore, con l'intenzione di aumentare la produzione di energia elettrica proveniente da fonti di energia rinnovabili offshore all'interno dei paesi UE, portandola dai 12 GW del 2020 a oltre 60 GW entro il 2030, e passando poi a 300 GW entro il 2050. Il regolamento RTE-E, entrato in vigore nel giugno 2022, ha introdotto accordi regionali non vincolanti per la diffusione delle energie rinnovabili offshore.

Nel gennaio 2023 gli Stati membri hanno concordato obiettivi non vincolanti più ambiziosi per la produzione di energia rinnovabile offshore pari a 111 GW entro il 2030 e a 317 GW entro il 2050.

Le misure sull'energia pulita introdotte dalla Commissione Europea mirano alla creazione di un'Unione dell'Energia che possa rendere disponibile ai consumatori dell'UE energia sicura, sostenibile e competitiva a prezzi accessibili.

L'Unione dell'Energia dovrà basarsi su un sistema energetico integrato a livello continentale che consenta ai flussi di energia di transitare liberamente attraverso le frontiere, che si fondi sulla concorrenza e sull'uso ottimale delle risorse e si concretizzi in un'economia sostenibile, a basse emissioni di carbonio e rispettosa del clima, concepita per durare nel tempo.

Le imprese europee dovranno essere forti, innovative e competitive, e l'economia, costruita sull'efficienza energetica, dovrà prendere le distanze da combustibili fossili, tecnologie obsolete e modelli economici superati.

La strategia dell'Unione dell'Energia si articola in cinque dimensioni, strettamente interconnesse, intese a migliorare la sicurezza, la sostenibilità e la competitività dell'approvvigionamento energetico:

- sicurezza energetica, solidarietà e fiducia;
- piena integrazione del mercato europeo dell'energia;
- efficienza energetica per contenere la domanda;
- decarbonizzazione dell'economia;
- ricerca, innovazione e competitività.

La realizzazione dell'Unione dell'Energia, secondo la Commissione Europea, dovrà basarsi su 15 punti d'azione, di cui si riportano qui di seguito solo alcuni punti di maggiore interesse:

- Punto 1: La piena attuazione e la rigorosa applicazione della normativa vigente nel settore dell'energia e della relativa legislazione è la prima priorità per realizzare l'Unione dell'Energia.
- Punto 5: Creazione di un mercato interno dell'energia senza soluzione di continuità, a vantaggio dei cittadini e in grado di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, integrare le energie rinnovabili nel mercato e porre rimedio all'attuale mancanza di coordinamento dei meccanismi di regolazione della capacità negli Stati Membri.
- Punto 9: Il raggiungimento dell'obiettivo di realizzare almeno il 27% di risparmio energetico entro il 2030.
- Punto 11: Il miglioramento dell'efficienza energetica e la decarbonizzazione nel settore dei trasporti, favorendo il graduale passaggio ai combustibili alternativi e l'integrazione dei sistemi di energia e di trasporto.
- Punto 13: L'obiettivo di almeno il 27% di energie rinnovabili a livello di UE entro il 2030.

Successivamente, l'11 dicembre 2018, è stata approvata la revisione della Direttiva Europea sulla promozione dell'uso dell'energia (Direttiva 2018/2001/EU), che ha innalzato l'obiettivo vincolante dell'Unione in relazione alla quota di energia da fonti rinnovabili, fissando la soglia minima al 32%.

La proposta della Commissione Europea di elevare l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 55% entro il 2030 ha sottolineato l'urgenza di una transizione energetica accelerata.

## **Pacchetto FF55**

Questa urgenza è stata ulteriormente sottolineata con l'introduzione del pacchetto **"Pronti per il 55%"** (Fit For 55% o FF55), una serie di proposte normative volte a realizzare gli obiettivi climatici dell'UE entro il 2030.

Il pacchetto FF55 comprende una revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili (Direttiva 2018/2001/EU), con l'obiettivo di aumentare la quota di fonti rinnovabili nel mix energetico complessivo almeno al 43% entro il 2030.

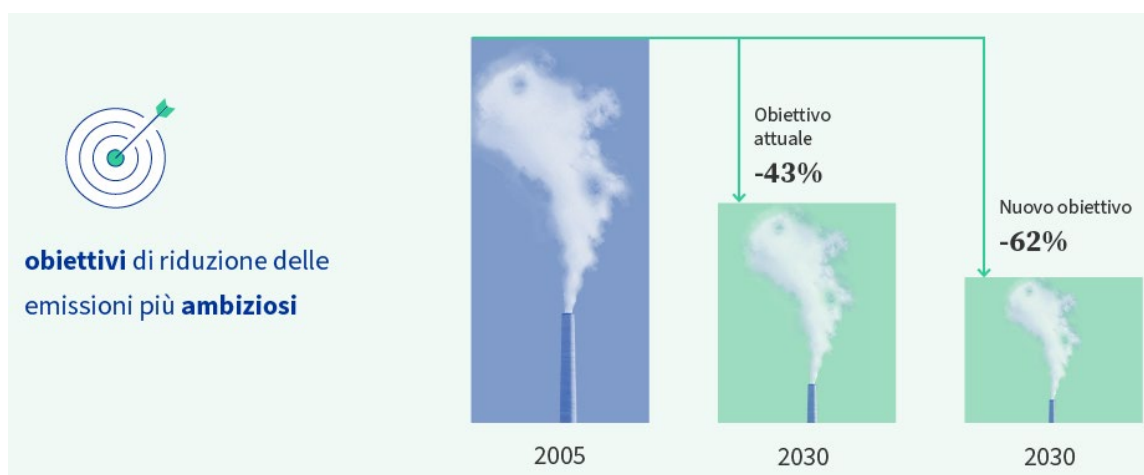


Figure 2-3: Immagine promozionale degli obiettivi climatici dell'UE entro il 2030 (Pacchetto FF55).

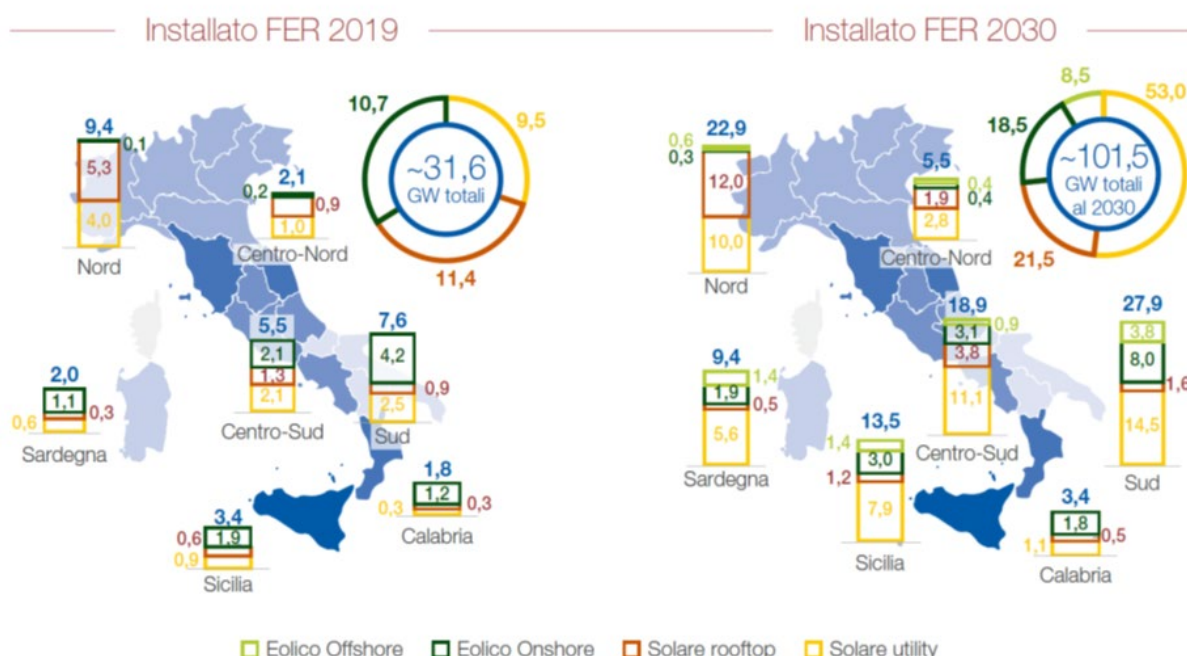


Figure 2-4: Scenario Italia Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 proposto da TERNA<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Fonte: Terna\_Piano\_Sviluppo\_2023\_Overview\_8db25484d720abe.pdf

## Green Deal Europeo

La manovra del **Green Deal Europeo**, annunciato dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2019, ha indicato la strada da seguire per realizzare questa profonda trasformazione, un cambiamento che comporterà molti vantaggi: dalla creazione di nuove opportunità di innovazione, investimenti e posti di lavoro verdi a una migliore salute e benessere.



**Figure 2-5: Immagine promozionale del Green Deal Europeo.**

Tutti e 27 gli Stati membri sono decisi a far diventare l'UE il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050, e per raggiungere questo traguardo hanno preso l'impegno di ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, dotandosi di obiettivi climatici giuridicamente vincolanti che riguardano tutti i settori chiave dell'economia. Nel complesso il pacchetto prevede:

- obiettivi di riduzione delle emissioni in un'ampia gamma di settori;
- un obiettivo di aumento dei pozzi naturali di assorbimento del carbonio;
- un sistema aggiornato di scambio delle quote di emissioni volto a limitare le stesse emissioni di CO<sub>2</sub>, attribuire un prezzo all'inquinamento e generare investimenti nella transizione verde;
- un sostegno sociale ai cittadini e alle piccole imprese.

Per il raggiungimento di tali obiettivi, gli Stati membri investiranno il 100% dei proventi derivanti dallo scambio delle quote di emissioni in progetti relativi al clima e all'energia e nella dimensione sociale della transizione.

Il nuovo Fondo Sociale per il clima stanzerà oltre 86 miliardi di euro, di cui 65 miliardi provenienti dal bilancio dell'UE, per sostenere i cittadini più vulnerabili e le piccole imprese nella transizione ecologica. I finanziamenti garantiranno opportunità per tutti, contrastando le disuguaglianze e la povertà energetica e rafforzando la competitività delle imprese europee per non lasciare nessuno indietro.

Per assicurare condizioni di parità alle imprese europee, il nuovo meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere farà in modo che, nei settori interessati, anche ai prodotti importati si applichi un prezzo del carbonio alle frontiere.

Si tratta di uno strumento prezioso per incentivare la riduzione delle emissioni in tutto il mondo e sfruttare l'effetto leva del mercato dell'UE per perseguire gli obiettivi climatici mondiali.

Come ulteriore passo avanti verso la neutralità, a febbraio 2024 la Commissione ha presentato una valutazione relativa a un obiettivo climatico dell'UE per il 2040 e rifacendosi ai recenti

pareri scientifici e agli impegni assunti dall'UE nel quadro dell'Accordo di Parigi, ha raccomandato di ridurre del 90% le emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990.

### Strategia UE sull'Energia eolica offshore

Il 19 novembre 2020 la Commissione ha pubblicato la strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili offshore, con l'intento di perseguire l'obiettivo di aumentare la produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili offshore, portandola da 12 GW nel 2020 a oltre 60 GW entro il 2030, e passando poi a 300 GW entro il 2050.

Inoltre, il regolamento RTE-E, più volte modificato come segue:

- Regolamento (UE) n. 1316/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio: ha modificato il Regolamento (UE) n. 347/2013 per quanto riguarda l'elenco dei progetti di interesse comune (PIC).
- Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio: ha modificato il Regolamento (UE) n. 347/2013 per rafforzare il ruolo delle comunità energetiche.
- Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio: ha riveduto il Regolamento (UE) n. 347/2013 per allinearli agli obiettivi climatici dell'UE per il 2030 e il 2050.

ha introdotto accordi regionali non vincolanti per la diffusione di tali impianti offshore.

Nel gennaio 2023 gli Stati membri hanno concordato ulteriori obiettivi non vincolanti, ancora più ambiziosi per la produzione di energia rinnovabile offshore, pari a 111 GW entro il 2030 e a 317 GW entro il 2050.

## Tecnologie per le energie rinnovabili offshore

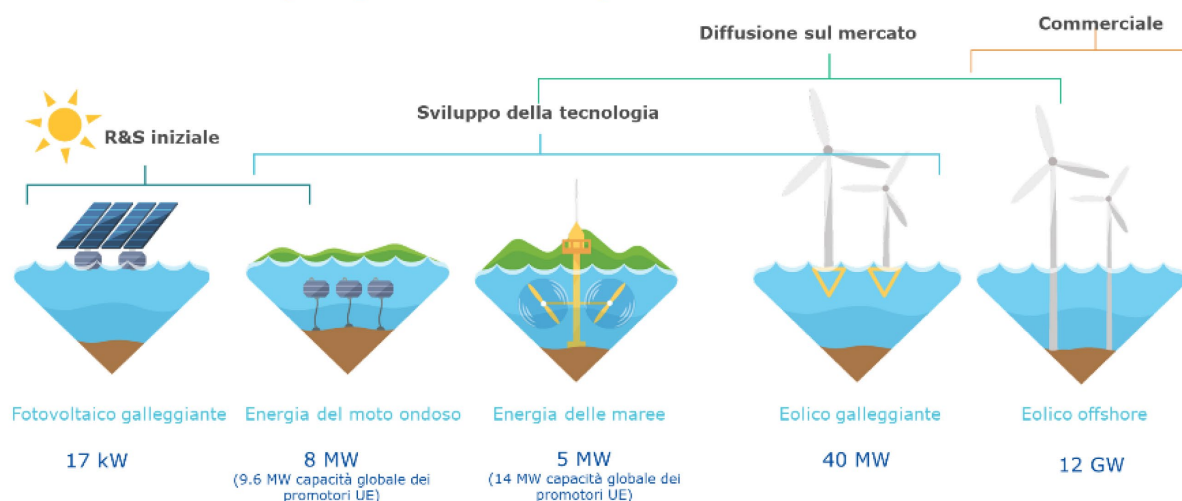


Figure 2-6: Tecnologia per le energie rinnovabili COM (2020)741<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741> (Fonte: JRC)

Tale crescita contribuirà non solo a ridurre le emissioni di gas serra, ma avrà anche un impatto significativo sull'economia europea, creando nuovi posti di lavoro e promuovendo la competitività nel settore delle energie rinnovabili.

Allo stato attuale l'eolico offshore consente di offrire una fonte di energia sufficientemente stabile e affidabile, in vista della sostituzione del gas metano come vettore energetico nel lungo periodo, contribuendo in tal modo alla sicurezza energetica dell'UE.

### **NextGenerationEU**

*NextGenerationEU* è uno strumento temporaneo da oltre 800 miliardi di euro di plafond, che contribuisce a riparare i danni economici e sociali immediati causati dalla pandemia di coronavirus, per creare un'Europa post COVID-19 più verde, digitale, resiliente e adeguata alle sfide presenti e future.

L'adozione definitiva da parte del Consiglio Europeo di tale strumento di finanziamento ha avuto luogo il 17 dicembre 2020.



Il fulcro di *NextGenerationEU* è il dispositivo per la ripresa e la resilienza, strumento che offre sovvenzioni e prestiti a sostegno delle riforme e degli investimenti negli Stati membri dell'UE e il cui valore totale ammonta a 723,8 miliardi di euro.

A tal fine gli Stati membri sono tenuti ad elaborare dei Piani nazionali di ripresa e resilienza che illustrino come intendono investire tali fondi. Inoltre, sono tenuti a rispettare i traguardi e gli obiettivi concordati in sede comunitaria. Infatti, prima di qualsiasi erogazione nell'ambito del dispositivo per la ripresa e la resilienza, la Commissione Europea valuterà il conseguimento soddisfacente di ciascun traguardo e obiettivo per ogni nazione aderente.

La restante parte dei fondi di *NextGenerationEU* verrà erogata agli Stati membri dell'UE attraverso ulteriori programmi europei: l'Assistenza alla ripresa per la coesione e i territori d'Europa (REACT-EU), Orizzonte Europa, *InvestEU*, il Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale (FEASR) o il Fondo per una transizione giusta (JTF).

### **Piano REPowerEU**

In risposta alle turbolenze del mercato energetico globale causate dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione Europea ha presentato il piano **REPowerEU** a maggio 2022, con l'obiettivo di accelerare l'adozione di fonti rinnovabili, aumentando l'obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili dal 40% al 45% (Direttiva 2018/2001/EU).



Con la guerra in Ucraina, è diventato ancora più chiaro che l'UE aveva bisogno di individuare strategie alternative per garantire il proprio approvvigionamento energetico. Se è vero che, storicamente, alcuni Stati membri hanno importato più gas russo di altri, risulta evidente che le conseguenze delle attuali perturbazioni geopolitiche, colpiscono indistintamente tutti le nazioni.

Infatti, con la diminuzione delle importazioni di gas russo, la rispettiva quota di gas importato tramite gasdotti è passata dal 41% dell'agosto 2021, all'8% del settembre 2022.

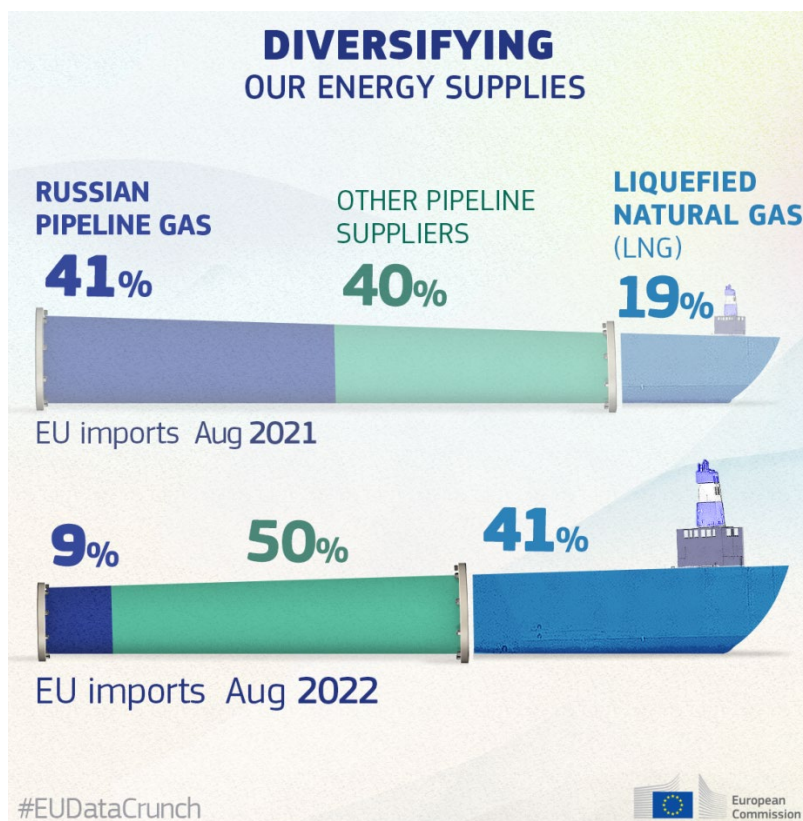


Figure 2-7: Obiettivi di diversificazione fonti di approvvigionamento energetico piano REPowerEU<sup>4</sup>.

Il piano *REPowerEU* ha l'obiettivo di diversificare l'approvvigionamento energetico principalmente:

- concludendo accordi con altri paesi terzi per l'importazione tramite gasdotti;
- investendo nell'acquisto comune di gas naturale liquefatto (GNL);
- concludendo partenariati strategici con Namibia, Egitto e Kazakhstan per garantire un approvvigionamento sicuro e sostenibile di idrogeno rinnovabile;
- firmando accordi con l'Egitto e Israele per l'esportazione di gas naturale in Europa.

<sup>4</sup> [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_it](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it)

Tale piano si propone in definitiva, di ridurre ulteriormente la dipendenza dell'UE dalle fonti energetiche fossili, promuovendo investimenti nelle energie rinnovabili e nell'efficienza energetica.

### Direttiva RED III

La **Direttiva RED III** (*Renewable Energy Directive III*) è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il 31 ottobre 2023 ed è entrata in vigore il 20/11/2023.

La Direttiva 2023/2413, che modifica la 2018/2001, prevede una serie di novità per gli Stati membri nel settore delle energie rinnovabili, in particolare per quanto riguarda la loro promozione e l'aumento della loro quota nel mix energetico dell'Unione.

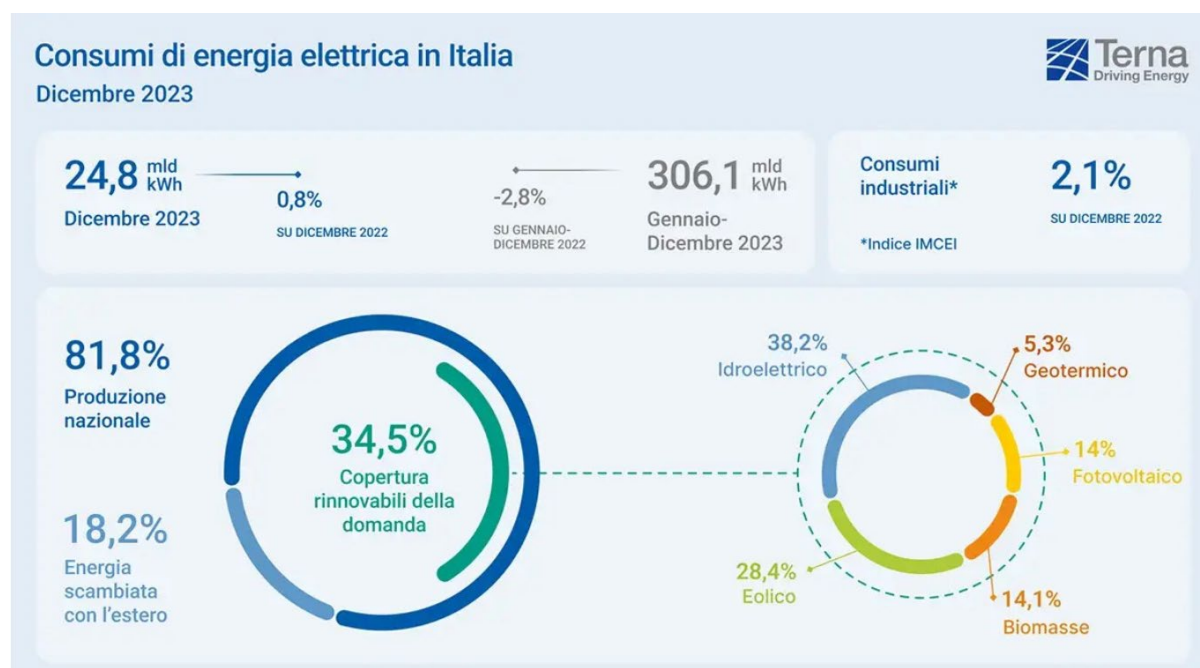


Figura 2-1: Rilevazioni consumi di energia elettrica 2023 in Italia<sup>5</sup>.

Entro il 2030 l'Europa vuole garantire una quota rinnovabile pari almeno al 42,5% (contro il precedente 32%) nel consumo finale di energia, con l'obiettivo di raggiungere un ambizioso 45%. Ogni Stato membro si impegnerà a contribuire al raggiungimento degli obiettivi nei settori dei trasporti, dell'industria, dell'edilizia, e dei sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento.

Tutti gli Stati membri sono inoltre, incoraggiati a destinare almeno il 5% della capacità delle nuove installazioni energetiche a soluzioni innovative.

Le procedure per la concessione di permessi per nuovi impianti di energia rinnovabile, come pannelli solari e centrali eoliche, o per l'adeguamento di quelli esistenti, saranno oggetto di semplificazione. Le autorità nazionali non potranno impiegare più di 12 mesi per autorizzare la costruzione di nuovi impianti di energia rinnovabile situati nelle cosiddette "zone di riferimento per le energie rinnovabili" e al di fuori di tali zone la procedura non potrà superare i 24 mesi.

<sup>5</sup> Terna

La nuova normativa stabilisce obiettivi vincolanti per i settori di riscaldamento e raffreddamento degli edifici, nello specifico prevede un aumento vincolante dello 0,8% annuo a livello nazionale fino al 2026 e dell'1,1% dal 2026 al 2030 della quota di energia proveniente da rinnovabili. In quest'ambito la Direttiva sottolinea che gli edifici "possiedono un grande potenziale non sfruttato per contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'Unione: per conseguire l'ambizioso traguardo della neutralità climatica dell'Unione, stabilito nella normativa europea sul clima, occorrerà pertanto decarbonizzare il riscaldamento e il raffrescamento nel settore dell'edilizia civile aumentando la quota di energie rinnovabili nella produzione e nell'uso".

Ne consegue che, al fine di promuovere la produzione e l'uso di energia rinnovabile e di calore e freddo di scarto nel settore dell'edilizia, viene calcolato un aumento annuo delle quote rinnovabili nei consumi, contribuendo in modo significativo alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile.

L'obiettivo indicativo è del 49% di energia rinnovabile entro il 2030. Gli obiettivi aumenteranno gradualmente, con incrementi vincolanti a livello nazionale.

Per recepire la Direttiva nella legislazione nazionale, gli Stati membri avranno tempo fino a 18 mesi dalla pubblicazione.

La direttiva in esame:

- rientra nel pacchetto "Pronti per il 55% - *Fit for 55*", che mira a ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030;
- è fondamentale per il *Green Deal* europeo e il piano *REPowerEU*, che riflette l'urgente necessità di affrontare il cambiamento climatico e promuovere fonti energetiche sostenibili;
- l'obiettivo della Direttiva è, inoltre, quello di snellire le procedure per l'ottenimento dei permessi per l'installazione di impianti solari e parchi eolici, nonché per l'ammodernamento di quelli già esistenti.

All'interno della nuova Direttiva viene chiarito che gli Stati membri dell'UE dovranno:

- garantire per il settore dell'industria un incremento delle fonti rinnovabili di 1,6 punti percentuali come media calcolata per i periodi che vanno dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030;
- assicurarsi che il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica usati a scopi finali energetici e non energetici, sia almeno il 42% dell'idrogeno usato nell'industria entro il 2030 e il 60% entro il 2035.

Criteri per l'individuazione delle zone di riferimento:

L'Unione Europea ha sollecitato gli Stati membri a condurre una dettagliata analisi nell'individuazione delle aree idonee a ospitare impianti di energia rinnovabile, in linea con i rispettivi piani nazionali per l'energia e l'ambiente.

Tale processo ha coinvolto l'identificazione di specifiche località, sia in ambito terrestre che marino, particolarmente favorevoli all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Per questo, ciascuno Stato membro è stato sollecitato a seguire criteri specifici nell'individuazione delle singole aree.

Questi criteri tendono a:

- dare priorità alle superfici artificiali e costruite, come tetti, parcheggi delle infrastrutture di trasporto, siti di smaltimento dei rifiuti, aree industriali, miniere, corpi idrici artificiali, laghi o bacini idrografici e, se del caso, impianti di trattamento delle acque reflue urbane. Inoltre, sono state considerate le terre degradate che non sono utilizzabili per scopi agricoli;
- escludere dalle valutazioni i siti Natura 2000, le aree protette come parchi e riserve naturali, le rotte migratorie degli uccelli identificate e altre zone individuate sulla base di mappe di sensibilità e strumenti specifici, ad eccezione delle superfici artificiali e costruite situate in tali aree, come tetti, parcheggi o infrastrutture di trasporto;
- utilizzare tutte le strumentazioni e i dati appropriati per individuare le aree in cui l'installazione di impianti di energia rinnovabile non avrebbe un impatto ambientale significativo. Questo processo include la valutazione e la mappatura delle specie selvatiche ivi insediate.

Queste strategie e iniziative riflettono un impegno deciso verso una transizione energetica sostenibile, in cui l'eolico offshore assumerà un ruolo sempre più significativo nell'abbattimento delle emissioni di gas serra e nella promozione di un sistema energetico basato su fonti rinnovabili.

Alla luce di quanto descritto il progetto **Mistral** di cui alla presente relazione, appare pienamente coerente e compatibile con le Strategie Europee per la transizione energetica in atto vigenti, in quanto la sua realizzazione consentirà di fornire un importante contributo a livello di "Sistema Paese" per il conseguimento degli obiettivi sopra descritti.

## 2.2 Le Politiche Energetiche Nazionali e Regionali

In adempimento delle numerose direttive europee sopra descritte, anche l'Italia ha avviato un percorso verso la sostenibilità energetica e la riduzione delle emissioni di gas serra, con l'emanazione dei seguenti piani e norme:

- Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra (Legge 120/2002);
- Il Decreto Legge 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. ("Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"), che riconosce la pubblica utilità, indifferibilità e urgenza degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali deve essere rilasciata da parte della Regione una Autorizzazione Unica a seguito di un procedimento unico;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- Il Decreto Legge 152/06 e ss.mm.ii., con particolare riferimento al Decreto Legge 104/17;
- Recepimento della Direttiva 2009/28/CE;
- Il DM 10.09.2010 emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato sulla G.U. n. 219 del 18.09.2010 in vigore dal 02.10.2010, che ha approvato le "Linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.lgs. 29.12.2003 n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili

nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi”. Dette linee guida, che le Regioni e gli Enti Locali, cui è affidata l’istruttoria di autorizzazione, avrebbero dovuto recepire entro 90 giorni dalla pubblicazione, contengono:

- ✓ le regole per la trasparenza amministrativa dell’iter di autorizzazione;
  - ✓ le modalità per il monitoraggio delle realizzazioni e l’informazione ai cittadini;
  - ✓ le regole per l’autorizzazione delle infrastrutture connesse e in particolare delle reti elettriche;
  - ✓ l’individuazione delle tipologie di impianto e modalità di installazione, per ciascuna fonte, che godono delle procedure semplificate (D.I.A. e attività edilizia libera);
  - ✓ l’individuazione dei contenuti delle istanze, le modalità di avvio e di svolgimento del procedimento unico di autorizzazione;
  - ✓ i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio;
  - ✓ le modalità per coniugare le esigenze di sviluppo del settore e della tutela del territorio. In particolare al punto 17 delle Linee Guida si precisa che la non idoneità di un’area per l’installazione di impianti FER non è da intendersi come divieto, bensì come indicazione di area in cui la progettazione di “specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti avrebbe un’elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni in sede di autorizzazione”. Nella redazione del presente studio vengono considerati i criteri generali di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, di cui alla Parte IV del DM 10.09.2010, che sono stati applicati nello sviluppo del progetto.
- Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica (PAEE luglio 2011);
  - D.M. Ambiente del 30.03.2015 - Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome;
  - Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017;
  - Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile approvato nel 2017 con Delibera CIPE n. 108;
  - Linee Guida relative alle “Norme Tecniche per la Redazione degli Studi di Impatto Ambientale” approvate dal Consiglio SNPA nella riunione ordinaria del 09.07.2019;
  - Decreto Legge n. 76 del 16.07.2020, cosiddetto Decreto “Semplificazione” convertito in Legge n. 120 dell’11.09.2020;
  - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (P.N.R.R.) approvato con Decisione di esecuzione del Consiglio dei Ministri del 13 luglio 2021;
  - Il Decreto Legge 31 maggio 2021 n. 77 “Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”, convertito in legge n. 108 del 29 luglio 2021. Nella prospettiva delineata dal PNRR, per favorire ulteriormente tale tipologia di impianti, con il Decreto Semplificazioni (D.Lgs. n. 77 del 2021, art. 32), il Governo ha tracciato un percorso privilegiato per il rilascio delle autorizzazioni in favore di impianti eolici, con la previsione di notevoli incentivi proprio per lo sviluppo di tale fonte rinnovabile;
  - Il Decreto Legge n. 199 dell’8 novembre 2021, che attua la Direttiva UE 11/12/2018, n. 2001, è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 285 del 30/11/2021. Tale decreto

reca disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili e definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030. Il Decreto è entrato in vigore il 15 dicembre 2021 e presenta, tra le novità più rilevanti, l'incremento al 60% della copertura da fonti rinnovabili dei consumi energetici di edifici nuovi o soggetti a ristrutturazioni rilevanti. Tale obbligo sarà operativo dopo 180 gg dalla data di entrata in vigore, per tutti i titoli abilitativi presentati a partire dal 13 giugno 2022. Per gli edifici pubblici tale obbligo sale al 65%. Il Decreto definisce anche le procedure e i titoli abilitativi da utilizzare per l'installazione degli impianti negli edifici;

- Il Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17 “Energia”, convertito in Legge n. 34 del 27 aprile 2022;
- Conferenza Nazionale sull’Energia e l’Ambiente del 21 giugno 2022;
- Il Decreto Legge 17 maggio 2022 n. 50 “Aiuti”, convertito con modificazioni in legge 15.07.2022, n. 91, recante Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina;
- Piano Nazionale di adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC) approvato con D.M. n. 434 del 21 dicembre 2023;
- Programma Operativo Nazionale (PON) 2014-2020 e 2021-2027.

I precedenti sono solo una parte dei numerosi riferimenti normativi che sono stati emanati in Italia in merito al tema energia/ambiente e alla riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub>. A seguire una breve trattazione degli stessi.

### **2.2.1 Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017**

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

La SEN 2017 è il risultato di un processo articolato e condiviso durato un anno che ha coinvolto, sin dalla fase istruttoria, gli organismi pubblici operanti sull'energia, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e qualificati esperti del settore energetico. Nella fase preliminare sono state svolte due audizioni parlamentari, riunioni con i gruppi parlamentari, le Amministrazioni dello Stato e le Regioni.

#### **Obiettivi qualitativi e target quantitativi**

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità.

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

1. competitivo: migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;

2. sostenibile: raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
3. sicuro: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

1. efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
2. fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
3. riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
4. cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
5. razionalizzazione del *downstream* petrolifero (insieme dei processi operativi che comprende i processi di trasformazione del petrolio, allo scopo di ottenere i prodotti derivati destinati al commercio e la loro distribuzione e vendita), con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
6. verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
7. raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico *clean energy*: da 222 milioni nel 2013 a 444 milioni nel 2021;
8. promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
9. nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
10. riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

### Obiettivi fonti rinnovabili

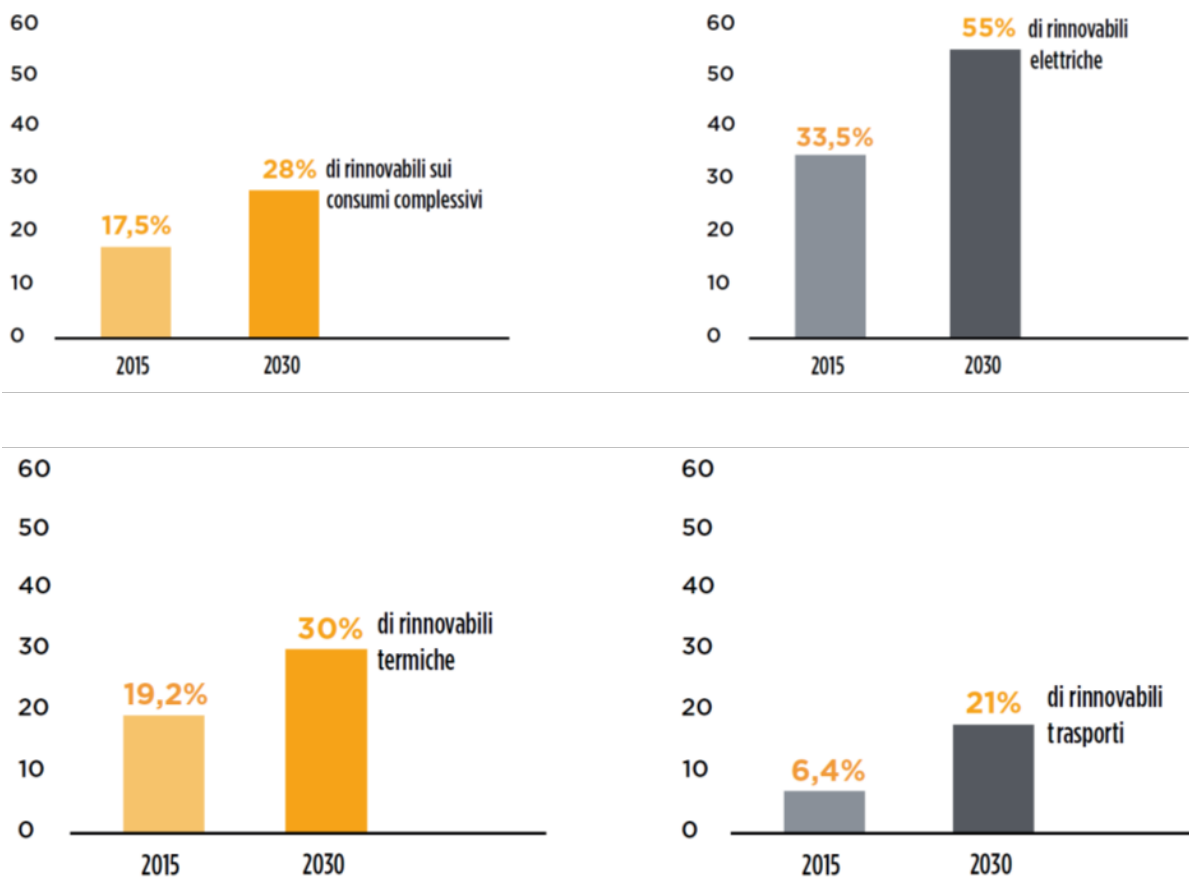


Figura 2-2: Obiettivi Strategia Energetica Nazionale (SEN) FER<sup>6</sup>.

#### Investimenti attivati

La Strategia Energetica Nazionale costituisce un impulso per la realizzazione di importanti investimenti, incrementando lo scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:

- 30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico;
- 35 miliardi per fonti rinnovabili;
- 110 miliardi per l'efficienza energetica.

Oltre l'80% degli investimenti è quindi diretto ad incrementare la sostenibilità del sistema energetico in settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.

#### Governance, attuazione e monitoraggio

Il tema dell'energia è trasversale e pertanto, necessita di una decisa azione di coordinamento tra i vari soggetti (Amministrazioni centrali, Regioni, Istituti scientifici) e di collaborazione istituzionale con l'Autorità di Regolazione per l'Energia, Reti e Ambiente (ARERA).

<sup>6</sup> [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/brochure\\_sen.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/brochure_sen.pdf)



È essenziale inoltre, integrare le politiche energetiche con quelle di altri settori e con quelle regionali, in modo da assicurare coerenza d'approccio e cogliere le possibili sinergie, anche per offrire opportunità di sviluppare nuove filiere produttive 4.0.

Per questo si prevede l'istituzione di una Cabina di Regia, per il monitoraggio dell'attuazione della SEN, costituita dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, con la partecipazione dei Ministeri dell'Economia, dei Trasporti e dei Beni Culturali, con una rappresentanza delle Regioni e con periodico coinvolgimento degli enti locali, degli *stakeholders* e delle parti sociali.

Per garantire trasparenza al processo di attuazione, il Governo sarà inoltre tenuto a riferire annualmente al Parlamento sullo stato di implementazione della strategia e sulle iniziative adottate utili al raggiungimento degli obiettivi fissati, nonché ad avviare ogni tre anni un processo partecipato e condiviso di revisione della Strategia.

Questa non va considerata come un punto di arrivo, ma di partenza. Con la sua approvazione parte il lavoro per la presentazione alla Commissione europea entro il 2018 della proposta di Piano integrato per l'energia e il clima previsto dall'UE, che dovrà indicare obiettivi al 2030, politiche e misure per le cinque "dimensioni dell'energia": decarbonizzazione e rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno, innovazione e competitività.

## **2.2.2 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

A dicembre 2018 è stata inviata alla Commissione Europea la bozza del Piano, predisposta sulla base di analisi tecniche e scenari evolutivi del settore energetico svolte con il contributo dei principali organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali (GSE, RSE, Enea, Ispra, Politecnico di Milano).

A giugno 2019 la Commissione Europea ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, compresa la proposta italiana, valutata nel complesso, positivamente.

Nel corso del 2019, inoltre, è stata svolta un'ampia consultazione pubblica ed è stata eseguita la Valutazione ambientale strategica (VAS) del Piano.

A novembre 2019, il Ministro Patuanelli ha illustrato le linee generali del Piano alla Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati. Infine, il Piano è stato oggetto di proficuo confronto con le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali, le quali, il 18 dicembre 2019, hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti.

Ai sensi dell'art.14, comma 1 del Regolamento UE 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il

clima, nel mese di Luglio 2023 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha inviato a Bruxelles la proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) aggiornato alla data del 30 giugno 2023. Data la natura "trasversale" del documento, il MASE, ha coinvolto nel processo di individuazione delle politiche previste per il raggiungimento degli obiettivi sempre più sfidanti, le altre Amministrazioni centrali, gli *stakeholder* di settore ed i cittadini.

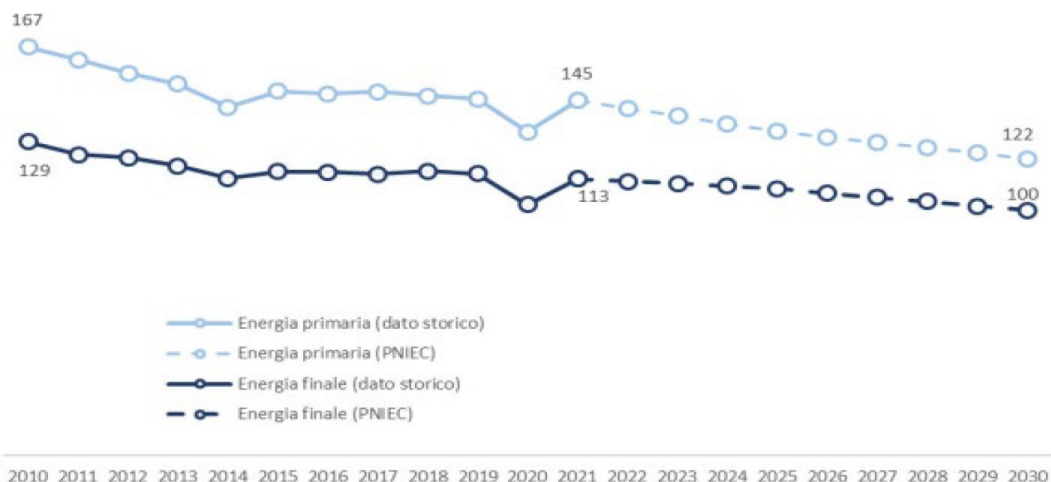
L'invio della precedente proposta a Bruxelles avvierà il processo di verifica ed aggiornamento del Piano, con l'approvazione definitiva del nuovo testo prevista nel giugno 2024. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima fissa gli obiettivi nazionali al 2030 su:

- Efficienza energetica;
- Fonti rinnovabili;
- Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- Sicurezza energetica;
- Interconnessioni;
- Mercato unico dell'energia e competitività;
- Sviluppo e mobilità sostenibile.

Per ciascun tema, sono indicate le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento. Il piano mira a contribuire a una profonda trasformazione dell'economia, dove decarbonizzazione, economia circolare, efficienza e uso giusto ed equo delle risorse naturali si fondano, presentando obiettivi e misure per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, nel quadro dell'integrazione dei mercati energetici nazionali nel mercato comune e prestando la massima attenzione all'accesso ai prezzi e alla sicurezza dell'approvvigionamento.

Al fine di contribuire a conseguire l'obiettivo vincolante dell'Unione Europea in materia di riduzione del consumo energetico finale, come indicato nella EED 3 e secondo l'applicazione della formula di calcolo di cui all'Allegato I della EED 3, nel 2030 i consumi ammonterebbero a 92,1 Mtep di energia finale e a 112,2 Mtep di energia primaria. Rispetto a tali livelli di consumo, la direttiva EED 3 prevede una flessibilità del +2,5%: l'applicazione di tale flessibilità porta quindi gli obiettivi indicativi per l'Italia a 115 Mtep di energia primaria e 94,4 Mtep di energia finale.

Con le misure politiche attualmente previste e pianificate al 2030, il Governo italiano perseguirà un obiettivo di 122 Mtep di energia primaria e 100 Mtep di energia finale (Figura 2-3).



Fonte: PNIEC 2023\*

**Figura 2-3: Traiettorie dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2010-2030.**

Le misure, già messe in atto o da attivare, che contribuiranno al risparmio di energia finale cumulato da conseguire nel periodo 2021-2030, come previsto dall'articolo 8 della EED 3 (ex articolo 7 della EED 2), saranno gli schemi d'obbligo (Certificati Bianchi) e di varie misure alternative, la maggior parte delle quali già attuate, che saranno oggetto di revisione e potenziamento. In particolare, il settore residenziale, con il 52%, contribuirà maggiormente al raggiungimento dell'obiettivo di risparmio energetico al 2030, seguito dai settori terziario (19%), industriale (16%) ed infine dei trasporti (13%). Nella successiva Tabella 2-1 sono illustrate le misure e i settori a cui si rivolgono.

Denominazione misura	Settore residenziale	Settore Terziario	Industria	Trasporti	Povertà energetica
Certificati Bianchi	X	X	X	X	
Detrazioni Fiscali	X	X			X
Conto Termico	X	X			X
Fondo Nazionale Efficienza Energetica	X	X		X	x
il Piano Transizione 4.0 e 5.0 (ex Piano Impresa 4.0)		X	X	X	
Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC)		X			
Politiche di Coesione	X	X	X	X	X
Piano di Informazione e Formazione (PIF)	X	X	X	X	
Misure PNRR		X	X	X	
Fondo Kyoto		X		X	
Risparmio Enti Pubblici		X		X	
Requisiti Minimi	X	X		X	
Misure Trasporti				X	

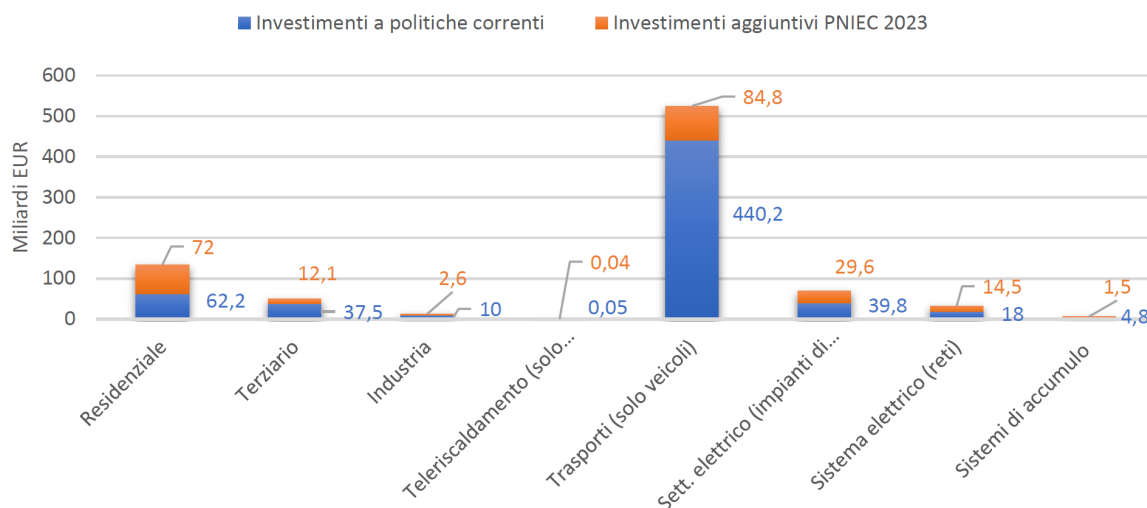
Fonte: PNIEC 2023\*

**Tabella 2-1: Riepilogo misure per conseguire i target previsti dall'art.8 EED e i principali settori a cui si rivolgono.**

Nel complesso, per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal nuovo PNIEC (2023-2030), si stima la necessità di un ulteriore apporto di capitali per una somma di circa 217 miliardi di euro

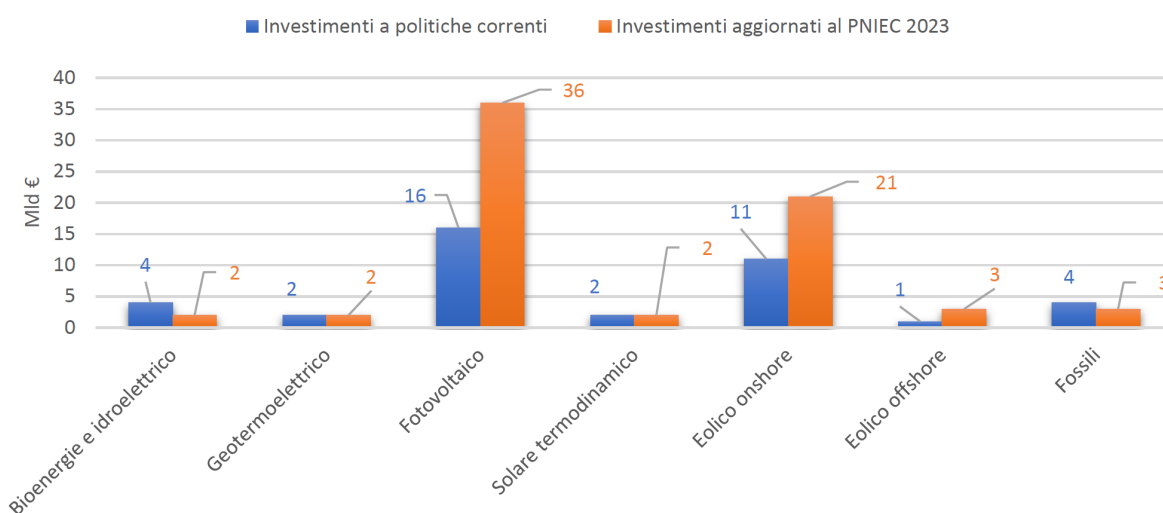
(rispetto allo scenario corrente), con un incremento di circa il 36% rispetto agli investimenti considerati nell'ambito delle politiche correnti (per il medesimo periodo 2023-2030).

Tale importo si riferisce agli investimenti nei seguenti settori: residenziale, terziario, industria, teleriscaldamento (distribuzione), trasporti (veicoli) impianti di generazione (elettrica), reti elettriche, sistemi di accumulo (batterie, pompaggi) (Figura 2-4). Incrementi rilevanti riguardano il settore delle FER (fonti di energia rinnovabili), con un aumento degli investimenti dedicati di circa 30 miliardi di euro (Figura 2-5).



Fonte: Elaborazione ENEA su dati PNIEC 2023\*

**Figura 2-4: Investimenti in tecnologie, processi e infrastrutture necessari per l'evoluzione del sistema energetico.**



Fonte: Elaborazione ENEA su dati PNIEC 2023\*

**Figura 2-5: Investimenti in tecnologie di produzione di energia elettrica da FER.**

In definitiva con l'invio della proposta di Piano si darà avvio al processo di consultazione con tutti i soggetti che terminerà con la predisposizione dell'aggiornamento definitivo del Piano prevista per giugno 2024.

Con la futura approvazione di tale Piano, l'Italia si allineerà con gli obiettivi fissati dall'Unione Europea, fornendo un prezioso contributo alla realizzazione degli stessi.

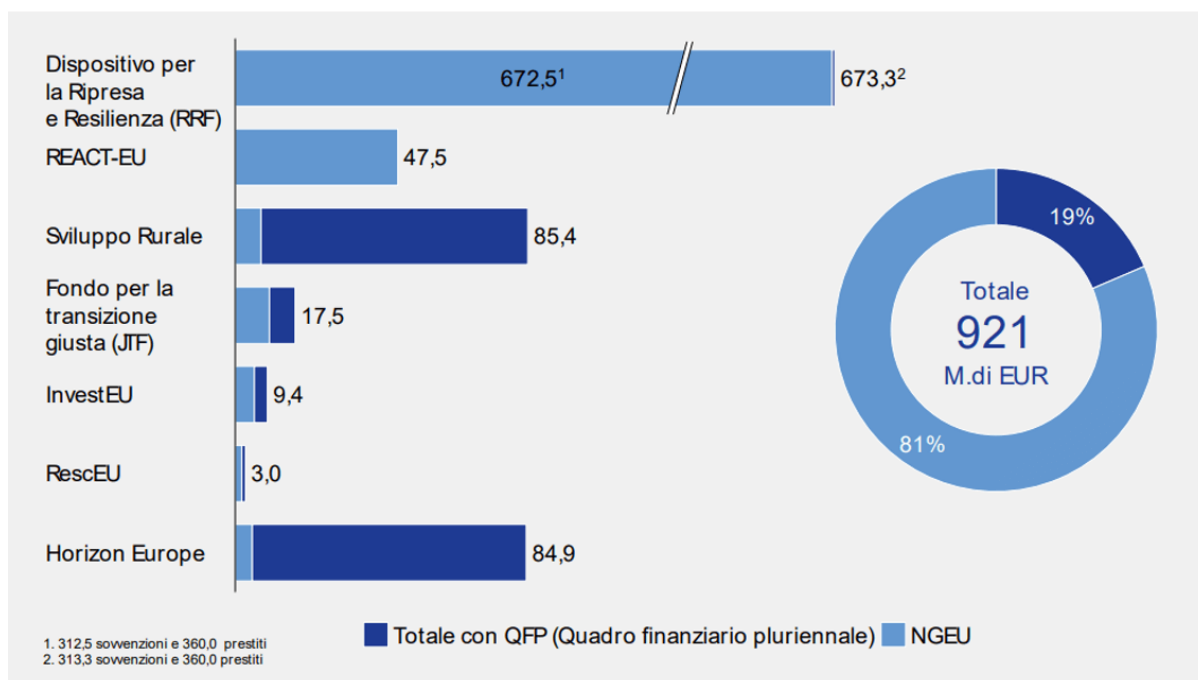
Tra questi, il PNIEC presenta obiettivi ambiziosi per la crescita della capacità energetica da fonti rinnovabili entro il 2030, coprendo una vasta gamma di fonti, tra cui spicca l'eolico offshore con una potenza attualmente prevista di 900 MW al 2030, come si può evincere dalla Tabella 2-2 seguente.

Fonte	Potenza Installata 2016 (MW)	Potenza Installata 2017 (MW)	Potenza Prevista 2025 (MW)	Potenza Prevista 2030 (MW)
Idrica	18,641	18,863	19,140	19,200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9,410	9,766	15,950	19,300
- Offshore	0	0	300	900
Bioenergie	4,124	4,135	3,570	3,760
Solare	19,269	19,682	28,550	52,000
- CSP	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52,258</b>	<b>53,259</b>	<b>68,130</b>	<b>95,210</b>

Tabella 2-2: Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (PNIEC).

### 2.2.3 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** si inserisce all'interno del programma **Next Generation EU (NGEU)**, il pacchetto da 750 miliardi di euro, costituito per circa la metà da sovvenzioni, concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (*Recovery and Resilience Facility*, RRF), che ha una durata di sei anni, dal 2021 al 2026, e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro (312,5 miliardi di euro di sovvenzioni, mentre i restanti 360 miliardi sono prestiti a tassi agevolati).



**Figura 2-6: Next Generation EU - Dispositivi e risorse disponibili, miliardi di euro<sup>7</sup>.** Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (RRF): 672,51 / 673,32; REACT-EU: 47,5; Sviluppo Rurale 85,4; Fondo per la transizione giusta (JTF): 17,5; InvestEU: 9,4; RescEU: 3,0; Horizon Europe: 84,9; Totale: 921 M€; Totale con QFP (Quadro finanziario pluriennale): 19% - NGEU: 81%

1. 312,5 sovvenzioni e 360,0 prestiti

2. 313,3 sovvenzioni e 360,0 prestiti

Il Piano di Ripresa e Resilienza presentato dall'Italia, prevede investimenti e un coerente pacchetto di riforme, a cui sono allocate risorse per 191,5 miliardi di euro finanziati attraverso il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza e per 30,6 miliardi attraverso il Fondo complementare istituito con il Decreto Legge n. 59 del 6 maggio 2021 a valere sullo scostamento pluriennale di bilancio approvato nel Consiglio dei Ministri del 15 aprile 2021. Il totale dei fondi previsti ammonta a di 222,1 miliardi.

Sono stati stanziati, inoltre, entro il 2032, ulteriori 26 miliardi da destinare alla realizzazione di opere specifiche e per il reintegro delle risorse del Fondo Sviluppo e Coesione. Nel complesso si potrà quindi disporre di circa 248 miliardi di euro.

A tali risorse, si aggiungono quelle rese disponibili dal programma REACT-EU che, come previsto dalla normativa UE, vengono spese negli anni 2021-2023. Si tratta di fondi per ulteriori 13 miliardi.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale. Si tratta di interventi che intendono riparare i danni economici e sociali causati dalla crisi pandemica, contribuendo a risolvere le debolezze strutturali dell'economia italiana e accompagnando il Paese su un percorso di transizione ecologica e ambientale.

<sup>7</sup> Commissione Europea

“Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica”: stanZIA complessivi 68,6 miliardi (59,5 miliardi dal Dispositivo RRF e 9,1 dal Fondo) con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva.

Da un’analisi sui dati forniti dal sito di Italia Domani, all’8 settembre 2023, sono stati finanziati circa 219.838 progetti. Il finanziamento totale per questi progetti ammonta a 162,54 miliardi di euro (al netto delle economie ed esclusi i finanziamenti privati e quelli da reperire), di cui 120,35 miliardi di euro sono direttamente collegati al PNRR (Tabella 2-3).

	PNRR	Privato	Da reperire*	Altri Fondi**	Totale	Totale Pubblico Netto***	% (finanziato dal PNRR rispetto al budget stanziato)
Missione 1	20,89	4,50	0,00	1,15	26,54	21,79	51,30%
Missione 2	28,70	2,71	0,00	6,02	37,43	34,57	48,38%
Missione 3	24,68	0,00	3,13	26,15	53,96	50,83	98,22%
Missione 4	20,78	0,79	0,01	1,54	23,13	22,27	67,31%
Missione 5	13,02	0,18	0,01	4,27	17,47	17,23	65,75%
Missione 6	12,26	0,00	0,00	3,62	15,88	15,86	78,45%
<b>PNRR Totale</b>	<b>120,35</b>	<b>8,17</b>	<b>3,15</b>	<b>42,75</b>	<b>174,42</b>	<b>162,54</b>	<b>62,84%</b>

\* rappresenta la quota parte del costo del progetto non ancora coperta da finanziamenti.

\*\* nazionali ed internazionali (diversi dal PNRR)

\*\*\* al netto delle economie, esclusi privati e da reperire

Fonte: Elaborazione ENEA su dati [www.italiadomani.gov.it](http://www.italiadomani.gov.it)

**Tabella 2-3: Finanziamenti (miliardi di euro) per Missione, nell’ambito del PNRR (dati aggiornati al 08/09/2023).**

Nello specifico, nella Missione 2 “Rivoluzione verde e transizione ecologica” sono stati finanziati 53.306 progetti per un totale di finanziamento totale pubblico netto di 34,57 miliardi di euro (Tabella 2-4).

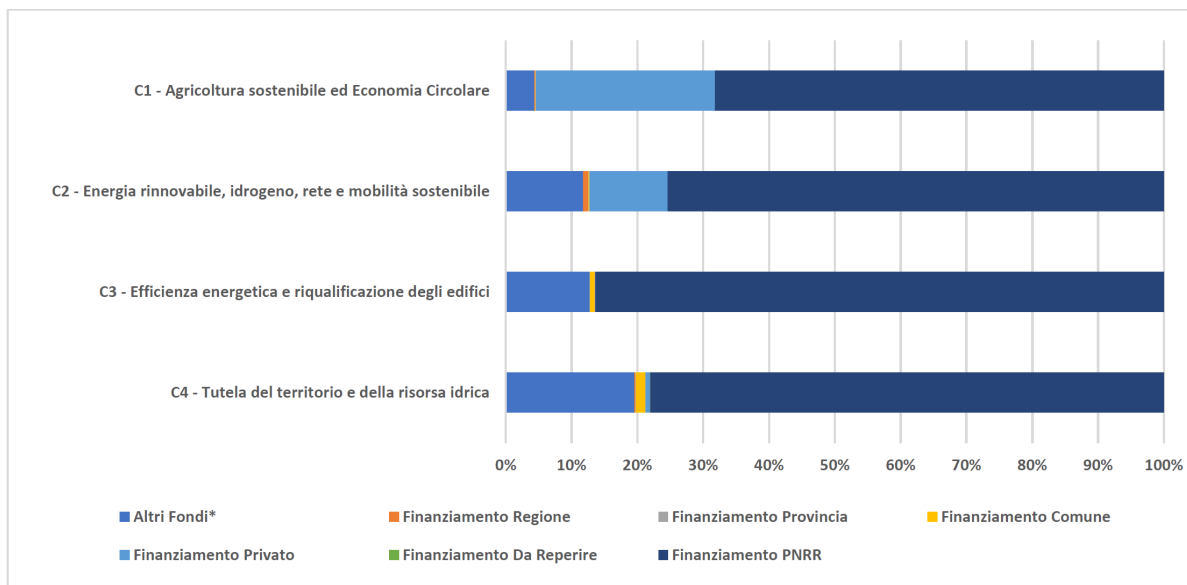
	Progetti (n.)
M2C1 - Agricoltura sostenibile ed Economia Circolare	8.055
M2C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile	428
M2C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	265
M2C4 - Tutela del territorio e della risorsa idrica	44.558
<b>M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica</b>	<b>53.306</b>

Fonte: Elaborazione ENEA su dati [www.italiadomani.gov.it](http://www.italiadomani.gov.it)

**Tabella 2-4: Progetti finanziati con la Missione 2 del PNRR, con relative Componenti (dati aggiornati al 08/09/2023).**

Tali progetti sono stati finanziati principalmente con risorse a valere del PNRR (76,7%), a seguire altri fondi sia nazionali che internazionali (14,8%), da privati (7,2%), comunali (0,8%), regionali (0,4%) ed infine provinciali (0,03%).

Nella Figura 2-7 si evidenzia per singola componente della Missione 2, quali sono i fondi che hanno finanziato i progetti a valere su tali componenti.



Fonte: Elaborazione ENEA su dati [www.italiadomani.gov.it](http://www.italiadomani.gov.it)

**Figura 2-7: Tipologia di finanziamenti per i progetti della Missione 2 (dati aggiornati al 08/09/2023).**

### Azioni principali

Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme, per facilitare la fase di attuazione e più in generale contribuire alla modernizzazione del Paese e rendere il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività di impresa:

- Riforma della Pubblica Amministrazione: per dare servizi migliori, favorire il reclutamento di giovani, investire nel capitale umano e aumentare il grado di digitalizzazione.
- Riforma della giustizia: mira a ridurre la durata dei procedimenti giudiziari, soprattutto civili e il forte peso degli arretrati.
- Interventi di semplificazione orizzontali al Piano: ad esempio in materia di concessione di permessi e autorizzazioni e appalti pubblici, per garantire la realizzazione e il massimo impatto degli investimenti.
- Riforme per promuovere la concorrenza come strumento di coesione sociale e crescita economica.

Il PNRR avrà un impatto significativo sulla crescita economica e della produttività. Il Governo prevede che nel 2026 il PIL sarà di 3,6 punti percentuali più alto rispetto a uno scenario di base che non include l'introduzione del Piano.

Il governo del Piano prevede una responsabilità diretta dei Ministeri e delle Amministrazioni locali per la realizzazione degli investimenti e delle riforme di cui sono i soggetti attuatori entro i tempi concordati, e per la gestione regolare, corretta ed efficace delle risorse. È significativo il ruolo che avranno gli Enti territoriali, a cui competono investimenti pari a oltre 87 miliardi di euro.

Il Ministero dell'Economia e delle Finanze controllerà il progresso nell'attuazione delle riforme e degli investimenti e sarà l'unico punto di contatto con la Commissione Europea. Infine, è



stata istituita una Cabina di Regia presso la Presidenza del Consiglio, con i poteri di indirizzo politico, impulso e coordinamento generale sull'attuazione degli interventi del Piano.

#### 2.2.4 Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC)

Con decreto n. 434 del 21 dicembre 2023 il MASE ha approvato il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici.

Il PNACC fa seguito al primo intervento nazionale di pianificazione strategica in materia di adattamento ai cambiamenti climatici, rappresentato dalla SNAC del 2015. Esso intende contribuire all'attuazione dell'obiettivo indicato dalla Strategia Europea di adattamento del 2021<sup>8</sup> che mira a realizzare la trasformazione dell'Europa in un'Unione resiliente ai cambiamenti climatici entro il 2050.

L'obiettivo principale del PNACC è fornire un quadro di indirizzo nazionale per l'implementazione di azioni finalizzate a ridurre al minimo possibile i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, a migliorare la capacità di adattamento dei sistemi socioeconomici e naturali, nonché a trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche.

La struttura del PNACC è articolata come segue:

1. Il quadro giuridico di riferimento
2. Il quadro climatico nazionale
3. Impatti dei cambiamenti climatici in Italia e vulnerabilità settoriali
4. Misure e azioni del PNACC
5. Finanziare l'adattamento ai cambiamenti climatici
6. Governance dell'adattamento.

In coerenza con le politiche e i Piani Nazionali pertinenti, promuove l'efficienza energetica e l'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili. **Il progetto in esame si allinea, pertanto, con gli obiettivi del PNACC.**

#### 2.2.5 Piano Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale

Tenendo conto degli obiettivi europei previsti dal pacchetto "Fit-for-55" (cfr. **Pacchetto FF55 pag. 18**), i quali prevedono una riduzione del 55% delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030 (rispetto ai valori del 1990), il Piano di Sviluppo 2023 della Rete Terna mira a garantire l'efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, rappresentando uno dei fattori abilitanti della transizione ecologica.

In base agli scenari energetici Nazionali di riferimento si prevede un incremento del fabbisogno elettrico complessivo dai 320 TWh del 2019 sino a 366 TWh al 2030 (pubblicato nel documento del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) Terna e Snam – agosto 2022 – funzionale ai rispettivi Piani di Sviluppo: Deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/gas). Nello stesso documento, viene anche previsto un incremento di energia

<sup>8</sup> (COM (2021) 82 final del 25 febbraio 2021, Plasmare un'Europa resiliente ai cambiamenti climatici – La nuova Strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici.

rinnovabile prodotta pari a 126 TWh che sostituiranno una quantità equivalente di produzione termoelettrica a gas.

In linea con gli obiettivi nazionali e internazionali di decarbonizzazione, Terna presenta con il PdS 2023 i nuovi interventi di sviluppo dal valore complessivo di circa 11 miliardi all'interno del progetto *Hypergrid*, che risultano funzionali all'integrazione di sempre più capacità rinnovabile. Nell'ambito del Progetto *Hypergrid*, Terna realizzerà un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti sulle dorsali Est e Ovest del Paese accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV, al fine di garantire una trasmissione in corrente continua. Tra i principali benefici attesi, anche grazie a questi nuovi "corridoi", c'è il raddoppio della capacità di scambio tra zone di mercato, favorito ulteriormente dai sistemi digitali di controllo dei flussi: si arriverà a oltre 30 GW dai circa 16 attuali. Sul lungo termine (al 2040) è inoltre prevista una riduzione totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> fino a quasi 12.000 kt/anno, a conferma del forte impegno di Terna per garantire alle prossime generazioni un futuro sostenibile.

In particolare, gli interventi di sviluppo nell'ambito del progetto *Hypergrid* sono volti a:

- Integrare le fonti di energia rinnovabili per veicolare, indirizzare e controllare i flussi di energia prodotta, risultano necessari sviluppi infrastrutturali addizionali rispetto a quelli già programmati nei precedenti Piani di Sviluppo;
- Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risoluzione delle congestioni del sistema elettrico, per rendere la produzione più efficiente e incrementare la disponibilità di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento;
- Sviluppare le interconnessioni con l'estero in linea con i piani precedenti viene rafforzata la rete di trasmissione per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi;
- Migliorare i livelli di sicurezza al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché la continuità del servizio attraverso il potenziamento della rete e la realizzazione di nuove vie di alimentazione,
- Garantire la robustezza della rete e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza: assicurare una capacità del sistema elettrico di mantenere o controllare la forma d'onda di tensione in un qualsiasi nodo della rete a seguito di un guasto o disturbo.

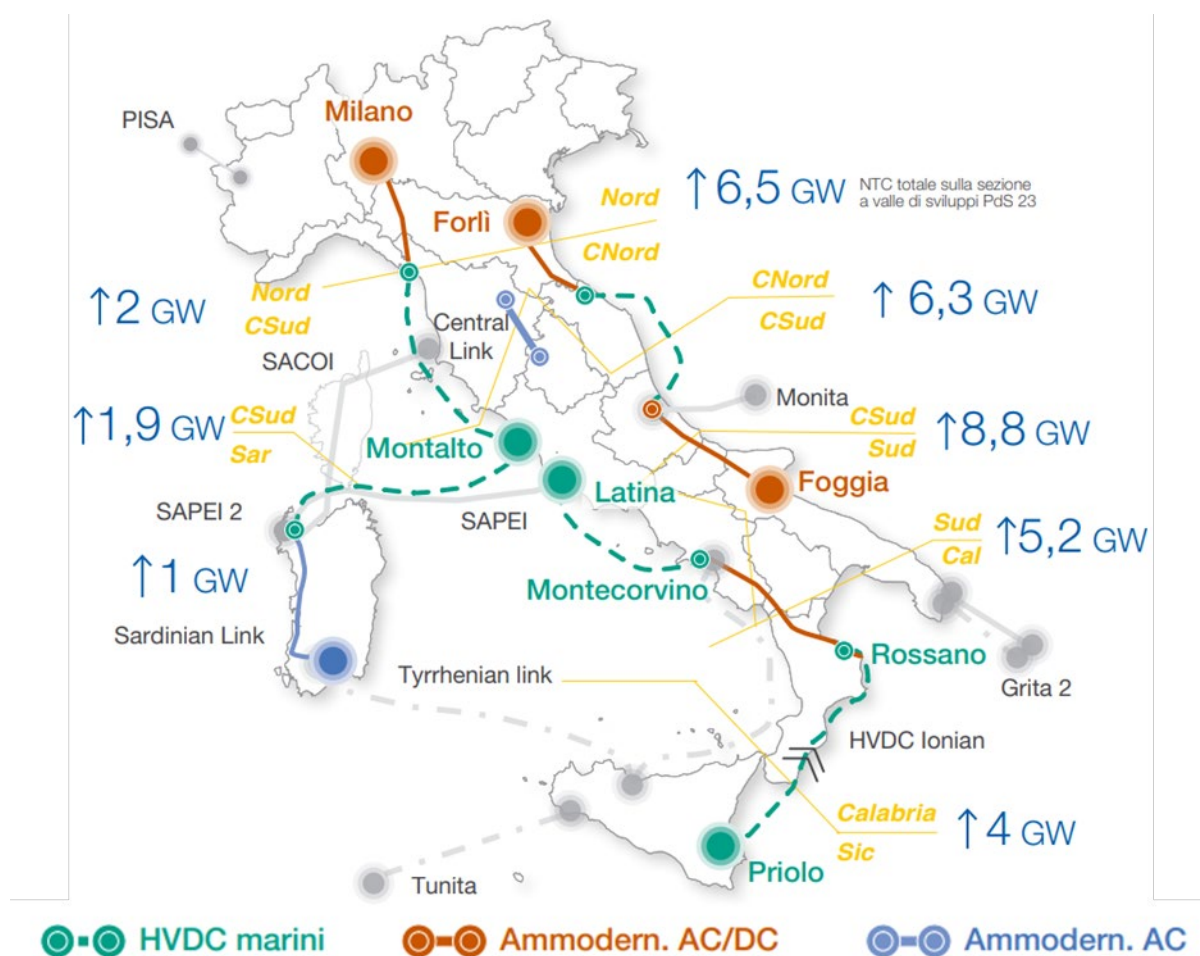
La nuova rete *Hypergrid* permetterà di incrementare la capacità di transito da Sud verso Nord complessivamente per oltre 16 GW ed è articolata in cinque dorsali che includono le diverse porzioni della futura rete DC:

1. l'HVDC Milano – Montalto;
2. il *Central Link*;
3. la Dorsale Sarda (Sapei 2 e *Sardinian Link*);
4. la Dorsale Ionica - Tirrenica (HVDC Ionian e HVDC Rossano – Latina);
5. la Dorsale Adriatica (HVDC Foggia – Forlì).

Con particolare riferimento alla regione Sardegna, l'*Hypergrid* si compone di due opere. La prima, il *Sardinian Link*, di cui è previsto il completamento entro il 2028, consentirà la

ricostruzione della rete sarda a 220 kV da Codrongianos (Sassari) al Sulcis (Sud Sardegna) e Selargius (Cagliari). La seconda, denominata Sapei 2, è un nuovo elettrodotto marino in corrente continua (*High Voltage Direct Current, HVDC*) dalla Sardegna verso il Continente, che affiancherà il collegamento esistente Sapei e lavorerà in sinergia con il già previsto *Tyrrhenian Link*, costituendo una sorta di anello di rete tirrenico. Il piano 2023 conferma anche il progetto Sa.Co.I.3, il collegamento tra i sistemi elettrici della Sardegna, della Corsica e della penisola italiana e l'installazione di un compensatore sincrono nella stazione elettrica di Codrongianos.

A livello regionale, inoltre, è previsto il nuovo elettrodotto a 150 kV "Santa Teresa – Tempio – Buddusò", lungo circa 90 km, che renderà più sicuro ed efficiente il sistema elettrico del Nord Sardegna.



**Figura 2-8: Future azioni di ammodernamento di linee elettriche terrestri e marine già esistenti e creazione di nuovi cavidotti marini nell’ambito del progetto *Hypergrid* – Terna**

Pertanto, secondo l’Allegato alla Delib. G.R. n. 2/5 del 17.1.2023, considerato che:

- Terna esercita la propria attività in regime di concessione esclusiva, garantendo l’adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la continuità, la sicurezza, l’affidabilità ed il minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti;

- nell'espletamento del servizio di trasmissione e dispacciamento, Terna persegue, tra l'altro, l'obiettivo di concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti, ai sensi dell'articolo 4 del richiamato D.M. 15/12/2010;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 1 lett. B), del richiamato D.Lgs. 61/2011 si definisce come infrastruttura critica nazionale ogni "infrastruttura, ubicata in uno Stato membro dell'Unione europea, che è essenziale per il mantenimento delle funzioni vitali della società, della salute, della sicurezza e del benessere economico e sociale della popolazione ed il cui danneggiamento o la cui distruzione avrebbe un impatto significativo in quello Stato, a causa dell'impossibilità di mantenere tali funzioni";
- e che, ai sensi della lettera N) del medesimo summenzionato articolo, per tali infrastrutture costituiscono informazioni sensibili tutti i "dati e notizie che, se divulgati, potrebbero essere usati per pianificare ed eseguire azioni volte al danneggiamento od alla distruzione di tali infrastrutture": la Regione Autonoma della Sardegna è chiamata ad operare scelte di pianificazione strategica volte a salvaguardare e valorizzare il territorio nelle sue componenti paesistico-ambientali, insediative e infrastrutturali, anche al fine di individuare le aree ritenute idonee ad ospitare gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile, le relative opere di connessione alla rete elettrica, nonché tutte le infrastrutture facenti parte della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale strettamente funzionali all'incremento dell'energia producibile da fonti rinnovabili. La medesima Regione ha altresì necessità di monitorare il grado di raggiungimento degli obiettivi definiti dal c.d Decreto *Burden Sharing*.

**Il progetto in esame si allinea con la programmazione del PdS 2023 della Rete Terna e il relativo progetto *Hypergrid*, concentrandosi sull'integrazione di energia da fonti rinnovabili per favorire la transizione energetica.**

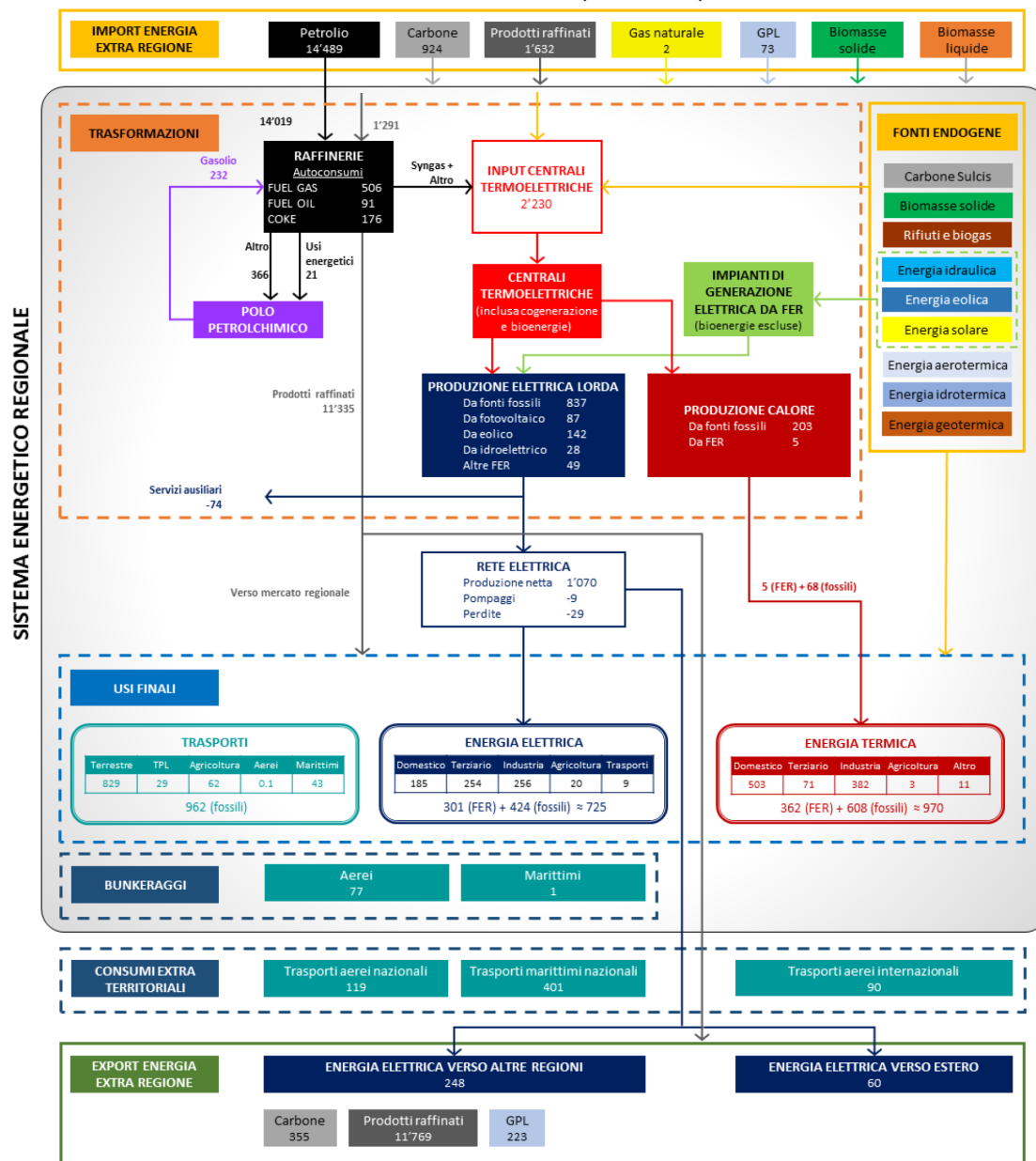
### **2.2.6 Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS)**

La Giunta Regionale della Sardegna con Deliberazione n. 43/31 del 6.12.2010 ha conferito mandato all'Assessore dell'Industria di avviare le attività dirette alla predisposizione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS) in conformità alle recenti evoluzioni normative, il quale è stato approvato con Deliberazione n. 45/40 del 2.08.2016.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) è lo strumento attraverso il quale l'Amministrazione regionale persegue obiettivi di carattere energetico, socio-economico e ambientale al 2020 partendo dall'analisi del sistema energetico e dalla ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER).

### BILANCIO ENERGETICO REGIONE SARDEGNA

Anno 2017 - Dati espressi in ktep



D.M. 15/03/2012 «Decreto Burden Sharing» - OBIETTIVO SARDEGNA: 17.8%  
 $(FER_e + FER_c) / CFL = 663 / 2'988 = 22.2\%$

Figura 2-9: Bilancio Energetico Regione Sardegna<sup>9</sup>.

#### 2.2.7 Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC)

Con deliberazione n. 1/9 del 13 gennaio 2015, la Giunta regionale ha dato mandato all'Assessorato della difesa dell'ambiente per la redazione della Strategia Regionale di

<sup>9</sup> Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 - Primo Rapporto di Monitoraggio – Gennaio 2019

Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC), nella quale declinare tutte le azioni e gli obiettivi in maniera coordinata e coerente, attraverso l'adozione di un modello di governance specifica per il trasferimento delle strategie per l'adattamento nei processi di pianificazione e programmazione regionale e locale.

A tale scopo, è stato predisposto uno studio per la definizione di metodi e strumenti per la redazione della Strategia Regionale per l'Adattamento ai Cambiamenti Climatici, richiesto dalla Giunta regionale con DGR 65/18 del 6 dicembre 2016, su cui fondare l'elaborazione della Strategia regionale. Sulla base dei risultati dello studio sugli scenari climatici futuri della Sardegna al 2050, la Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC16), è stata adottata dalla Giunta Regionale con DGR 6/50 del 5 febbraio 2019.

Il documento si trova in linea con quanto indicato dai documenti internazionali ed europei, come la Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SNAC), definita nel 2015, contenente misure e politiche di adattamento da attuare mediante Piani di Azione Settoriali, e la Strategia Europea di Adattamento al Cambiamento Climatico (SEACC), adottata dalla Commissione Europea nel 2013, la quale incoraggia gli Stati ad adottare strategie nazionali di adattamento ai cambiamenti climatici che identifichino priorità e indirizzino gli investimenti fornendo indicazioni per la loro predisposizione e attuazione.

Infine, con la Deliberazione 59/83 del 27 novembre 2020, la Giunta regionale ha definito le linee di indirizzo per l'attivazione del supporto tecnico-scientifico per la SRACC in attuazione del Programma Regionale di Sviluppo 2020-2024 (PRS), nel quale l'adattamento ai cambiamenti climatici e la gestione e prevenzione dei rischi sono tra gli elementi guida, in linea con il dettato della Commissione Europea, che incoraggia le sinergie tra l'adattamento ai cambiamenti climatici, lo sviluppo sostenibile e la gestione della riduzione dei rischi da disastri.

Il Mediterraneo è uno degli hot-spot mondiali dei cambiamenti climatici e la Sardegna si troverà al centro di uno dei contesti geografici che maggiormente risentono degli impatti negativi delle variazioni del clima. Le proiezioni climatiche contenute nella SRACC hanno evidenziato come la Regione Sardegna sarà caratterizzata da un generale incremento delle temperature (sia nei valori medi che nei valori estremi), da una riduzione della quantità di precipitazione a scala annuale e da una elevata intensità e frequenza di eventi meteorologici estremi, con conseguenti danni alla produttività per il comparto agricolo o un incremento del rischio incendi e la perdita dei servizi ecosistemici.

La SRACC è strutturata come processo quadro di orientamento della pianificazione e programmazione settoriale e territoriale regionale e per tale motivo indica i metodi e le procedure per l'orientamento di piani e programmi in ottica di adattamento.

Di seguito vengono presentate le due macrocategorie in cui si suddividono gli obiettivi di adattamento della SRACC:

- Obiettivi trasversali, non riferibili ad un singolo settore, dedicate alle conoscenze relative al cambiamento climatico, ai modi di produzione di questa conoscenza e alle forme e strumenti per la sua disseminazione tra soggetti diversi;
- Obiettivi specifici per i settori, che di fatto possono essere considerati inter-settoriali, nella misura in cui un obiettivo apparentemente settoriale di adattamento richiede co-produzione, cooperazione e il più possibile co-beneficialità tra i vari ambiti e attori.

Tali obiettivi potranno essere perseguiti attraverso molteplici sforzi operativi e misure, ma ciò che è più rilevante per l'efficacia dell'azione di adattamento - e dunque del successo della strategia - sono le modalità messe in atto per raggiungerli.

L'indicazione della SRACC è quella di ripensare le infrastrutture esistenti, adattandole e modificandole e di concepirne di nuove in funzione del cambiamento climatico e delle mutate condizioni socio-economiche, come le infrastrutture verdi e le infrastrutture sociali.

Nell'ambito degli obiettivi della Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici sono state sviluppate linee di intervento specifiche tra cui:

- “Sardegna + verde” con l'obiettivo di ridurre il rischio frane e alluvioni e migliorare la gestione delle risorse idriche per ridurre il rischio siccità e ondate di calore” e rendere gli strumenti di pianificazione coerenti con le politiche di adattamento ai cambiamenti climatici;
- “Sardegna + vicina ai cittadini” con l'obiettivo di educare e sensibilizzare allo sviluppo sostenibile per accrescere il livello di informazione e consapevolezza delle comunità a tutti i livelli (cittadini; studenti; professionisti) nei confronti degli impatti legati ai cambiamenti climatici e alle relative misure adattative/mitigative;
- “Sardegna + connessa” con l'obiettivo di rafforzare la mobilità sostenibile pubblica e privata volta a ridurre le emissioni di anidride carbonica e quindi l'impatto dei cambiamenti climatici sui trasporti.
- La Smart Specialisation Strategy (S3), che è volta all'identificazione delle eccellenze territoriali in termini di ricerca ed innovazione per trasferire il patrimonio di conoscenza presenti nei centri di ricerca al tessuto produttivo. I settori di punta su cui la Regione Sardegna concentrerà l'attenzione sono: ICT, Reti intelligenti per la gestione efficiente dell'energia, Agroindustria, Aerospazio, Biomedicina, Turismo, Cultura e Ambiente. La S3 sarà una condizionalità abilitante per l'approvazione del PO FESR 2021-2027.

Le indicazioni della SRACC vengono accolte, ampliate e strutturate all'interno della Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS), di cui sotto.

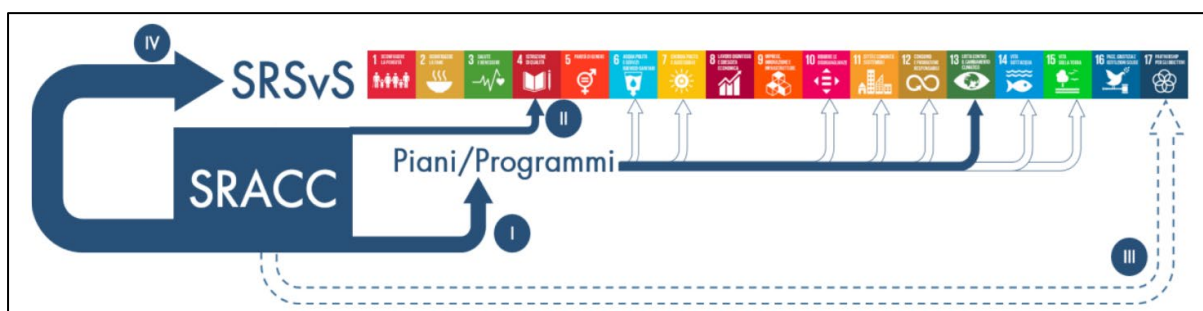


Figura 2-10: Livelli di integrazione SRACC-SRSvS<sup>10</sup>.

L'integrazione della SRACC avviene su quattro differenti livelli:

- Livello I (interno): la SRACC interviene direttamente sull'obiettivo strategico SDG 13 “Lotta contro il cambiamento climatico” (e su ulteriori obiettivi quali: SDG6 “Acqua pulita”; SDG7 “Energia pulita e accessibile”; SDG11 “Città e comunità sostenibili”;

<sup>10</sup> Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici - 2019

SDG12 “Consumo e produzione responsabili”; SDG14 “Vita sott’acqua”; SDG15 “Vita sulla terra”) come strategia di orientamento di piani e programmi settoriali di scala regionale e locale e l’individuazione in questi di obiettivi, azioni e strumenti per l’adattamento che concorrono ai SDG;

- Livello II: coincidenza tra l’obiettivo strategico della SRACC (aumentare la consapevolezza sugli effetti del cambiamento climatico) e il SDG4 “Istruzione di qualità” ed il Vettore di sostenibilità IV “Educazione, sensibilizzazione e comunicazione” della Strategia nazionale di SvS;
- Livello III: costruzione di un sistema di governance coordinato tra SRACC e SRSvS, coerente con l’obiettivo SDG17 “Partnership per gli obiettivi”, in particolare con il coordinamento delle attività delle rispettive Cabine di Regia;
- Livello IV: impostazione generale della SRSvS in linea con l’impostazione della SRACC come strategia quadro di orientamento.

In conclusione, la SRACC costituisce un documento quadro che si propone come modello (organizzativo, gestionale e metodologico) per il raggiungimento di obiettivi strategici e l’elaborazione di obiettivi settoriali per l’adattamento.

### 2.2.8 Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS)

Con Deliberazione n. 39/56 del 08 ottobre 2021 la Regione Sardegna ha approvato la Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile, in coerenza con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (*Sustainable Development Goals* - SDG), e avendo come riferimento l’Agenda 2030 dell’ONU (Organizzazione Nazioni Unite). Tale strategia ha come obiettivo la crescita e lo sviluppo equilibrato e proiettato nel medio-lungo periodo dei settori marittimi secondo modalità che garantiscano il raggiungimento ed il mantenimento del buono stato ecologico del mare, che valorizzino le vocazionalità dei territori ed il benessere delle comunità costiere e dell’intera comunità nazionale.

La Sardegna intende così indicare, in accordo con l’art. 34 del D.Lgs. n. 152/2006, le priorità e le azioni che si impegna ad intraprendere in modo da concretizzare, attraverso la territorializzazione, gli obiettivi dell’Agenda 2030, declinando i 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile e 169 target sottoscritti dall’Italia insieme ad altri 192 Paesi nel 2015.

Nell’espletamento del raggiungimento degli obiettivi della Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS) vengono citati:

- La Sottoscrizione di due Accordi di collaborazione ai sensi dell’art. 15 della legge 7 agosto 1990, n. 241, con il Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare (MiTE), derivanti dalla partecipazione ai lavori del Tavolo tecnico di confronto MiTE - Regioni e Province Autonome promosso nell’ambito linea L2WP1 “Attuazione e monitoraggio dell’Agenda 2030” del progetto CReIA - MO PA.
- La Deliberazione di Giunta Regionale n. 64/23 del 28.12.2018, avente ad oggetto “Indirizzi per la costruzione della SRSvS”, che ha fornito gli indirizzi per la costruzione del modello organizzativo della Governance della SRSvS della Regione Sardegna. Nel documento viene evidenziata l’esigenza di individuare una struttura unica regionale di coordinamento (Cabina di Regia Istituzionale) necessaria per gestire la trasversalità degli obiettivi e dei target delineati dall’Agenda 2030 e dalla Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.
- La Costituzione di una Cabina di Regia Istituzionale al fine di garantire la stretta collaborazioni delle strutture di Assessorati regionali e Agenzie nel processo di costruzione e di implementazione della SRSvS. Tale Cabina di Regia Istituzionale è



presieduta dal Presidente della Regione e coordinata dall'Assessore della Difesa dell'Ambiente. Include, inoltre, un Gruppo di Lavoro Interassessoriale di referenti delegati da ciascuna Direzione generale degli Assessorati regionali e delle diverse Direzioni generali, di Enti e Agenzie del Sistema Regione, Società in house, ciascuna per le proprie specifiche competenze, dagli stessi individuati, con un ruolo di presidio settoriale sulle tematiche afferenti all'Agenda 2030 e sulle dimensioni chiave della sostenibilità.

- Il raccordo con le Autorità di gestione dei Fondi SIE, al fine dell'integrazione dell'approccio dell'Agenda 2030 nella nuova programmazione dei fondi 2021-2027 delle risorse comunitarie, nazionali e regionali. La connessione dei due processi è garantita in fase di elaborazione e definizione della SRSvS dal coinvolgimento diretto delle strutture regionali deputate alla programmazione nel Gruppo di Lavoro Interassessoriale e nei Gruppi di Lavoro Tematici. In particolare, sono stati istituiti 5 Gruppi di Lavoro Tematici che rispecchiano i 5 obiettivi di policy (Sardegna + intelligente, Sardegna + verde, Sardegna + vicina, Sardegna + sociale, Sardegna + connessa) in modo da creare la massima sinergia possibile fra i temi prioritari di azione e dalla SRSvS e le azioni programmatiche di intervento dei Programmi Operativi del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale e Fondo Sociale Europeo plus.

In riferimento al tema strategico della SRSvS denominato "Sardegna + verde", la Regione Sardegna orienta le proprie azioni verso la tutela della biodiversità, nell'impegno per il clima e la transizione energetica e nell'utilizzo di un modello di economia circolare. Gli obiettivi strategici includono:

- la conservazione della biodiversità e la valorizzazione dei servizi ecosistemici;
- il miglioramento della produzione agricola, zootecnica ed ittica con un focus sulla sostenibilità e la qualità dei prodotti;
- l'incremento del benessere e della salute umana tramite il risanamento ambientale;
- la gestione efficiente delle risorse idriche;
- la riduzione e la gestione integrata dei rifiuti;
- la promozione del consumo responsabile;
- lo sviluppo del turismo sostenibile;
- la gestione sostenibile della fascia costiera e dello spazio marittimo;
- la riduzione dei rischi da frane, alluvioni e incendi;
- l'allineamento degli strumenti di pianificazione alle politiche di adattamento ai cambiamenti climatici;
- la decarbonizzazione delle attività umane ed economiche attraverso l'efficientamento dei sistemi energetici.

## 2.3 Documenti e scenari normativi in Italia

### DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DEGLI SCENARI 2022

Il "Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)" redatto da TERNA e SNAM propone lo scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030. Nella predisposizione del presente documento sono altresì stati considerati i Decreti Attuativi delle Direttive EU sulla promozione

dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RED II) e sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE Mercato Elettrico). In particolare, il decreto legislativo 8 novembre 2021 n.199 (di seguito Decreto RED II) recepisce la Direttiva (UE) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (parte del *Clean Energy Package*), fornendo inoltre, un quadro normativo per l'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) coerente con gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Il Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.210 recepisce invece gli indirizzi definiti nella Direttiva (UE) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (parte del *Clean Energy Package*).

Per quanto di maggiore interesse i sopraccitati decreti prevedono:

Per il settore elettrico:

- l'individuazione di meccanismi di sostegno alla realizzazione di nuovi impianti FER tra cui lo svolgimento di nuove aste (impianti > 1 MW) prevedendo l'individuazione di contingenti di potenza differenziati per favorire le sinergie con lo sviluppo del sistema elettrico e le aree idonee all'installazione delle FER (Art. 6, Decreto RED II);
- la definizione di principi e criteri per individuare le cosiddette aree idonee con il fine di velocizzare e semplificare il processo autorizzativo e di un meccanismo di *burden sharing* fra Regioni e Province autonome della potenza installata (Art. 20, Decreto RED II);
- l'elaborazione da parte di Terna, di una specifica pianificazione di opere di rete urgenti, sulla base della crescita attesa della produzione FER e degli iter autorizzativi in corso, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi del PNRR al 2025, nonché di quelli aggiuntivi derivanti dall'innalzamento degli obiettivi europei al 2030, anche con riguardo alla tecnologia *offshore* (Art. 35, Decreto RED II);
- la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (Art.18, Decreto Direttiva Mercato);
- l'identificazione da parte di Terna del fabbisogno di nuova capacità di accumulo entro giugno 2022, in considerazione dell'evoluzione attesa delle FER non programmabili, anche in relazione alle richieste di connessione e agli sviluppi di rete e delle esigenze di esercizio del sistema (Art.18, Decreto Direttiva Mercato).

Per il settore gas:

- un obiettivo minimo del 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, prevedendo un sotto-obiettivo di incremento annuo dell'1,3% per riscaldamento e raffrescamento, e il raggiungimento al 2030 del 16% di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo (benzina, gasolio, gas naturale) – (Art. 3, Decreto FER II);
- l'ottimizzazione e la semplificazione del procedimento autorizzativo per le interconnessioni alla rete gas per impianti di biometano e altri gas rinnovabili, ivi compreso idrogeno, anche in miscela;
- l'incentivazione per il biometano tramite tre canali: FER per cogenerazione ad alto rendimento, Certificati di Immissione in Consumo (CIC) e altri incentivi specifici;
- la conversione degli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas in impianti per produzione di biometano.

Sono stati, inoltre, considerati gli indirizzi definiti:

- nella bozza del nuovo Decreto di incentivazione al biometano, già notificato alla Commissione Europea, che ha l'obiettivo di fornire il perimetro di applicazione delle misure del PNRR coerentemente con gli obiettivi del PNIEC in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare, la bozza di Decreto definisce gli incentivi alla produzione di biometano immesso in rete (incluso il bio-GNL) per tutti gli usi (trasporto e usi finali) ottenuto da: i) nuovi impianti (agricoli e FORSU); ii) riconversione degli impianti agricoli esistenti a biogas; iii) impianti già autorizzati e cantierizzati, ma non ancora entrati in esercizio (retroattività);
- nelle linee guida per la strategia nazionale italiana per l'idrogeno, che definisce le prospettive minime di avvio della filiera dell'idrogeno per la completa decarbonizzazione dei consumi energetici e dei processi produttivi;

nel PNRR che prevede 2,5 Gm<sup>3</sup> di biometano in rete per usi finali prodotto da nuovi impianti e da conversione di impianti a biogas per la produzione elettrica (circa 1.000 MW), oltre ad investimenti per *hydrogen valleys*, idrogeno nei trasporti e nei settori *hard-to-abate* ("difficili da abbattere"), ricerca e sviluppo, *gigafactories* e filiera.

Fonte	Potenza Installata Prevista (GW)
Solare	102
Eolica	27 (onshore: 18.5, offshore: 8.5)

**Tabella 2-5: Installazioni previste per il 2030 secondo lo scenario FF55.**

Questo scenario prevede una significativa espansione dell'energia solare ed eolica, con particolare attenzione all'eolico offshore, che è considerato una fonte promettente per il futuro dell'energia sostenibile in Italia, con ben 8,5 GW al 2030, secondo lo scenario FF55.



Figura 2-11: Trend di variazione media dei consumi di energia da fonti rinnovabili che ciascuna Regione ha registrato fra il 2018 e il 2020<sup>11</sup>.

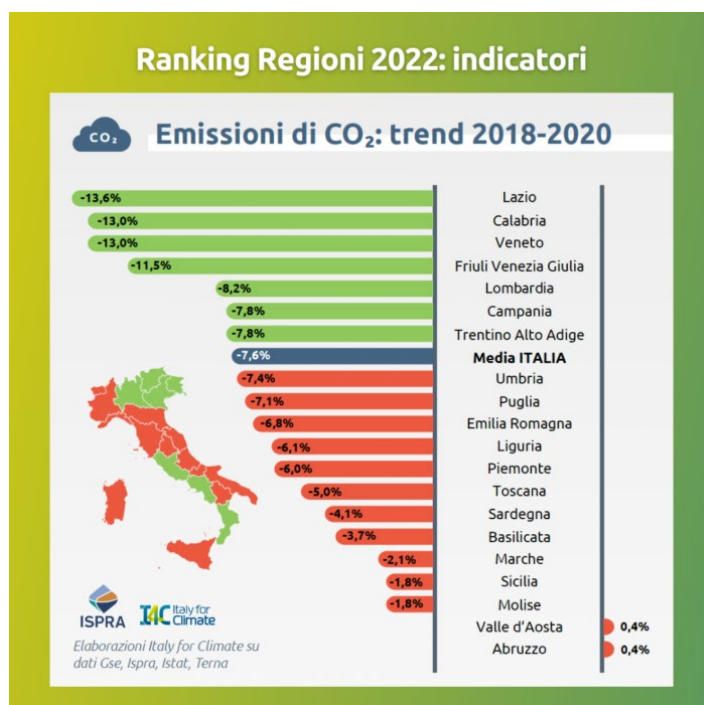


Figura 2-12: Trend delle emissioni di CO2 pro capite da usi energetici nell'ultimo biennio<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> ITALY FOR CLIMATE su dati GSE, ISPRA, ISTAT, TERNA

### Domanda energetica al 2030: FF55 vs. PNIEC

Lo scenario di *policy* 2030 è costruito per essere coerente con i *target* del pacchetto legislativo UE «Fit-for-55» finora noti, in particolare per quanto riguarda il raggiungimento dei *target* emissivi. Lo scenario FF55 è inoltre in linea con i target di efficienza energetica traguardando una domanda di energia negli usi finali pari a 95 Mtep (Figura 2-13).

Al fine di raggiungere i *target* emissivi più ambiziosi rispetto a quanto prospettato nel PNIEC – caratterizzato da circa 104 Mtep di consumi energetici finali – si è reso indispensabile un ulteriore efficientamento che si concretizza, in particolare, in una maggiore contrazione dei prodotti petroliferi. La sostituzione dei combustibili liquidi fossili avviene grazie ad una maggiore penetrazione di elettricità e ad un maggior utilizzo di biometano. L’incremento del vettore elettrico nello scenario FF55-Snam-Terna rispetto allo scenario PNIEC del 2019 è dovuto ad una maggiore elettrificazione nei settori residenziale/terziario e trasporto.

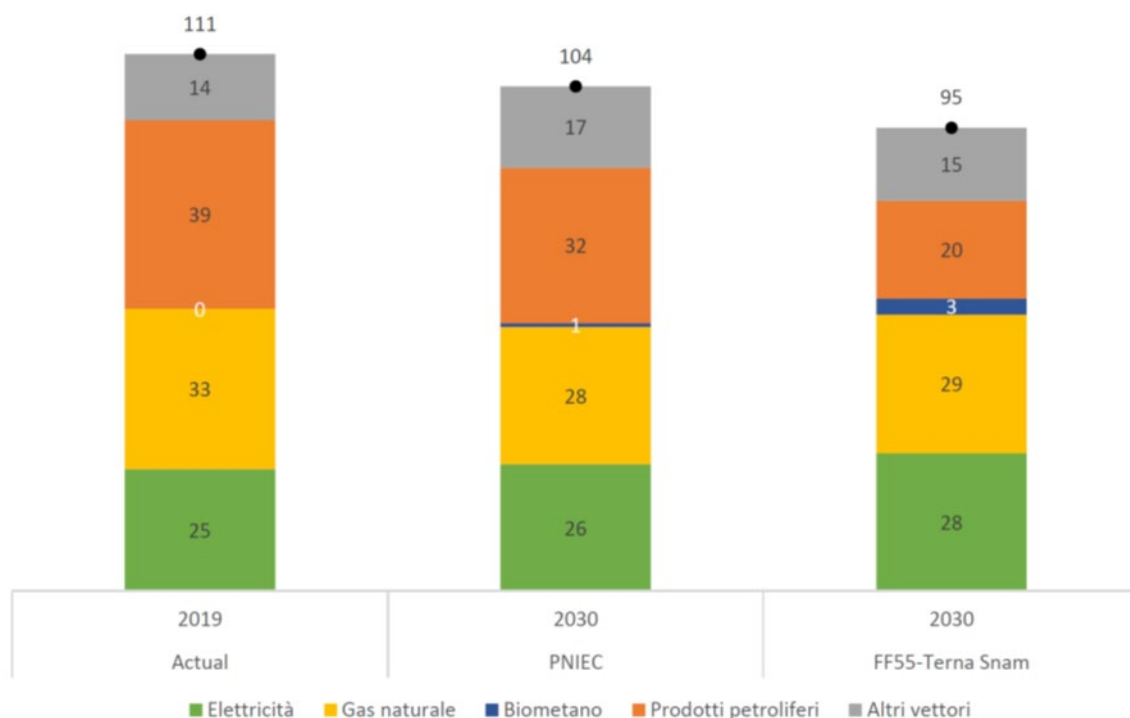


Figura 2-13: Usi energetici finali in Mtep per il consuntivo 2019 (senza *ambient heat*) e scenari al 2030 di Snam-Terna.

### Domanda energetica al 2030 e 2040

Ai fini di una più agevole comprensione dei dati relativi agli scenari previsionali si riporta il dettaglio delle fonti a copertura del fabbisogno nella Tabella 2-6.

La riduzione dei consumi di combustibili fossili negli anni previsionali 2030 e 2040 è diretta conseguenza dei *target* emissivi prefissati ed è fortemente dipendente dai settori del trasporto e residenziale. Le azioni ipotizzate nello scenario seguono due direttrici complementari: elettrificazione e sostituzione dei combustibili fossili.

Nel primo caso l'elettrificazione consente di beneficiare dell'efficienza intrinseca delle tecnologie elettriche, comportando un decremento complessivo dei consumi finali a scapito di un incremento atteso dei consumi elettrici.

Nel secondo si ipotizza una progressiva adozione di vettori energetici "green" come il biometano e l'idrogeno che contribuiscono al raggiungimento dei *target* soprattutto in quei settori/processi meno adatti alla elettrificazione. I bioliquidi avranno un ruolo chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione nel breve termine, a tendere si prevede una riduzione di questi a fronte di una crescita della produzione di biometano.

(Mtep)	2019	2030		2040		
	Storico <sup>28</sup>	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
<b>Totale consumi finali</b>	<b>110.6</b>	<b>95.5</b>	<b>103.7</b>	<b>80.7</b>	<b>84.6</b>	<b>89.2</b>
<b>Energia Elettrica</b>	<b>25.1</b>	<b>28.4</b>	<b>26.3</b>	<b>31.9</b>	<b>30.2</b>	<b>30.3</b>
<b>Combustibili zero-emissioni</b>	<b>8.0</b>	<b>12.3</b>	<b>8.9</b>	<b>16.9</b>	<b>21.3</b>	<b>13.8</b>
<i>Idrogeno<sup>29</sup></i>	0.0	0.9	0.1	4.7	8.5	3.2
<i>Biometano</i>	0.0	3.3	0.8	6.3	6.6	3.4
<i>Bioliquidi</i>	1.3	1.6	1.6	0.8	1.3	1.6
<i>Biomassa</i>	6.7	6.4	6.4	5.2	4.9	5.5
<b>Combustibili fossili</b>	<b>72.5</b>	<b>49.3</b>	<b>62.1</b>	<b>26.6</b>	<b>27.8</b>	<b>40.3</b>
<i>Gas naturale</i>	33.0	28.6	28.3	15.2	15.9	23.8
<i>Prodotti petroliferi</i>	38.9	20.2	32.2	10.9	11.4	15.6
<i>Carbone/altri Solidi</i>	0.6	0.5	1.5	0.5	0.5	0.8
<b>Altro<sup>30</sup></b>	<b>5.0</b>	<b>5.5</b>	<b>6.4</b>	<b>5.3</b>	<b>5.3</b>	<b>4.8</b>
<b>Elettrificazione usi finali</b>	<b>23%</b>	<b>30%</b>	<b>25%</b>	<b>40%</b>	<b>36%</b>	<b>34%</b>

**Tabella 2-6: Consumi finali per vettore energetico, scenari FF55 2030, LT, *Distributed Energy* 2040 e *Global Ambition* 2040.**

### Scenari del sistema elettrico - Fabbisogno di elettricità

Per fabbisogno di elettricità si intende la somma di:

- Energia elettrica per usi finali;
- Usi energetici;
- Perdite di rete.

Gli usi energetici rappresentano consumi di elettricità che non sono destinati agli usi finali, ma funzionali alla produzione di un altro combustibile che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale.

Ad oggi, le raffinerie – dove l'energia elettrica alimenta i processi di produzione dei prodotti petroliferi – hanno il peso maggiore negli usi energetici. In futuro, anche i consumi elettrici per la produzione di idrogeno attraverso il processo di elettrolisi rientreranno nella categoria dei consumi energetici.

(TWh)	2019	2030		2040		
	Storico	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
<b>Consumi elettrici finali</b>	<b>292</b>	<b>330</b>	<b>306</b>	<b>371</b>	<b>352</b>	<b>353</b>
Industria	119	120	118	125	122	120
Civile	161	177	167	182	179	178
Trasporti	12	34	21	64	51	55
<b>Consumi del settore energetico</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>16</b>
Di cui tradizionali (es. raffinerie)	10	7	7	7	7	7
Di cui produzione H2 (elettrolisi)		9	0	18	16	9
<b>Consumi elettrici</b>	<b>302</b>	<b>346</b>	<b>313</b>	<b>396</b>	<b>375</b>	<b>369</b>
<b>Perdite di rete</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>21</b>
<b>Fabbisogno elettrico</b>	<b>320</b>	<b>366</b>	<b>331</b>	<b>418</b>	<b>396</b>	<b>389</b>

**Tabella 2-7: Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF55 2030, LT, *Distributed Energy* 2040 e *Global Ambition* 2040 (TWh).**

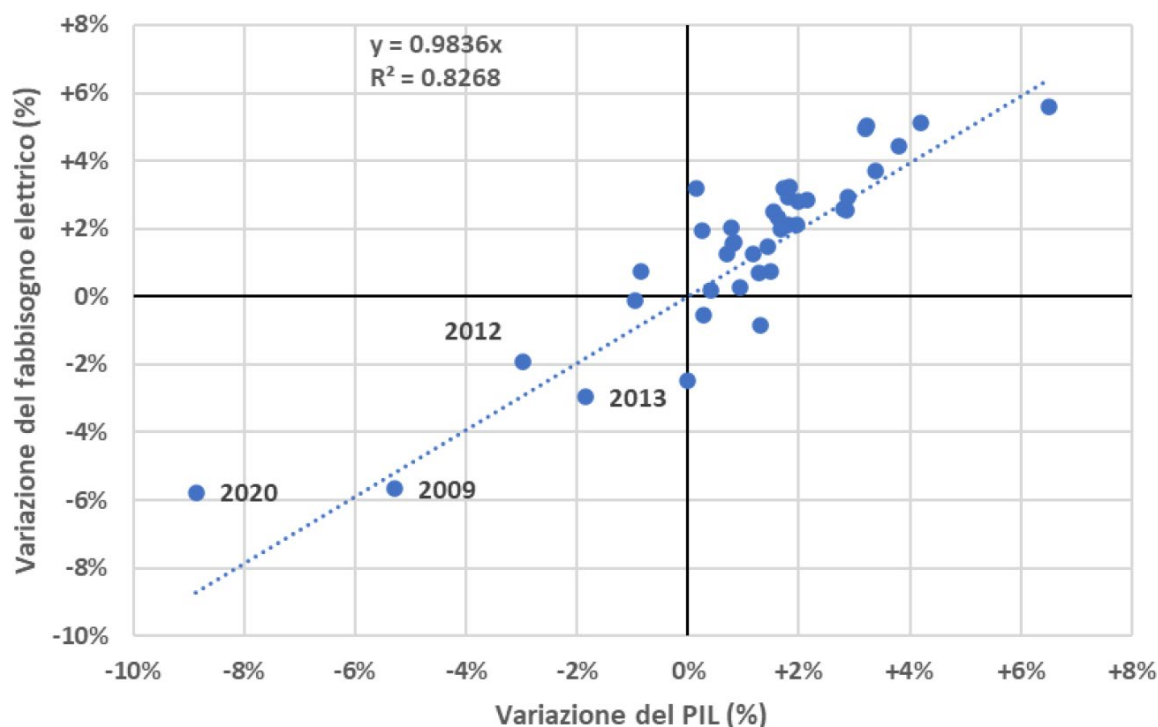
Il fabbisogno elettrico (Tabella 2-7) dello scenario FF55 2030 è stato determinato tenendo conto dei driver del pacchetto legislativo UE «*Fit-for-55*» che prevede un’accelerazione del processo di elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento, contribuendo così al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento.

Al 2040 sono stati costruiti i due scenari contrastanti “*Distributed Energy*” e “*Global Ambition*” come tappe intermedie, alternative tra loro, rispetto all’ambizioso obiettivo “*Zero Emission*” al 2050. Infine, per gli anni orizzonte 2030 e 2040 è stato costruito uno scenario “*Late Transition*” che in termini di fabbisogno elettrico è in linea con il PNIEC del 2019 e con il *National Trend* Italia (NT Italia) di Snam-Terna pubblicato a febbraio 2021.

L’incremento del fabbisogno elettrico nello scenario FF55 al 2030 è dovuto prevalentemente alla penetrazione di tale vettore nel settore dei trasporti. Come si evince dalla Tabella 2-8 ci si aspetta un sostanziale aumento dei veicoli elettrici “puri”, sia rispetto ad oggi, sia rispetto allo scenario *Late Transition* 2030.

Il settore civile vede l’aumento delle installazioni di pompe di calore elettriche sia nel settore residenziale, che in quello dei servizi. Un ulteriore incremento dei consumi elettrici è imputabile alle ipotesi di crescita del PIL nonostante il parziale *decoupling* tra crescita economica e crescita dei consumi elettrici che si è registrato negli ultimi anni.

Dall’analisi della correlazione tra queste due grandezze (Figura 2-14) emerge infatti come le dinamiche di variazione percentuale y-o-y (*year over year*, è un confronto di una statistica da un periodo allo stesso periodo dell’anno precedente) della domanda siano ancora correlate linearmente alle corrispondenti variazioni del PIL con una dispersione abbastanza contenuta intorno alla retta di regressione ( $R_2= 0,83$ ).



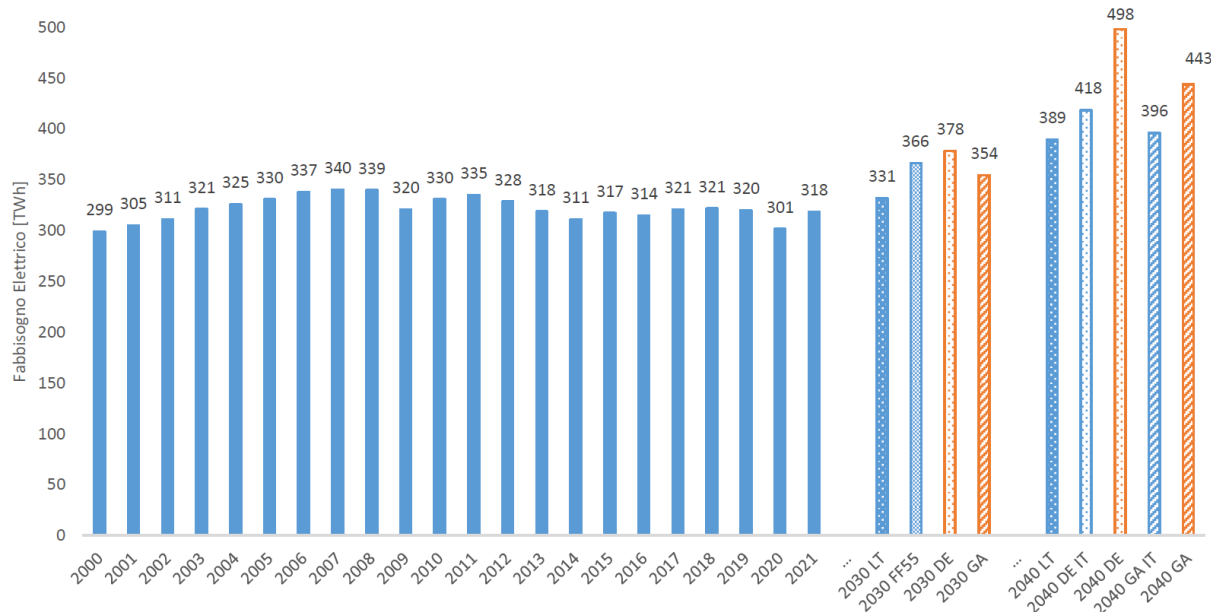
**Figura 2-14: Correlazione fra la variazione del PIL e la variazione del fabbisogno elettrico.**

L'impatto totale atteso è un aumento di oltre 37 TWh rispetto al fabbisogno elettrico registrato nel 2019. A questi si aggiungono i volumi ulteriori per la produzione di idrogeno da elettrolisi per circa 9 TWh.

Nella Figura 2-15 si nota come il fabbisogno sia cresciuto negli anni fino al 2008, con una contrazione durante le crisi economiche del 2009 e del 2012, fino a rimanere pressoché costante dal 2017 ad oggi, al netto del 2020 dove le misure per il contrasto e il contenimento della pandemia da Covid-19 (es. *lockdown*) hanno provocato un arresto di alcune attività economiche con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico.

Negli anni orizzonte degli scenari, il processo di elettrificazione porta ad un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico. Nel caso dello scenario *Distributed Energy*, quello di maggiore penetrazione del vettore elettrico per gli scenari italiani, si raggiunge un valore di 418 TWh al 2040. Il fabbisogno rappresentato in Figura 2-15 comprende la domanda aggiuntiva per la produzione di idrogeno verde. Facendo un confronto con gli scenari ENTSO (in arancione in Figura 2-15) si nota come lo scenario più elettrificato europeo, il 2030 DE, abbia un fabbisogno elettrico maggiore rispetto allo scenario di *Policy FF55*. Al 2040, invece, entrambi gli scenari italiani, 2040 DE IT e 2040 GA IT, presentano dei valori di fabbisogno inferiori a quelli identificati in ambito europeo (soprattutto per le diverse ipotesi di produzione di idrogeno). Un approfondimento relativo alla coerenza con gli scenari del TYNDP 2022 è presente nella sezione "Coerenza con gli scenari europei".





**Figura 2-15: Evoluzione del fabbisogno elettrico dal 2000 al 2040 (TWh).**

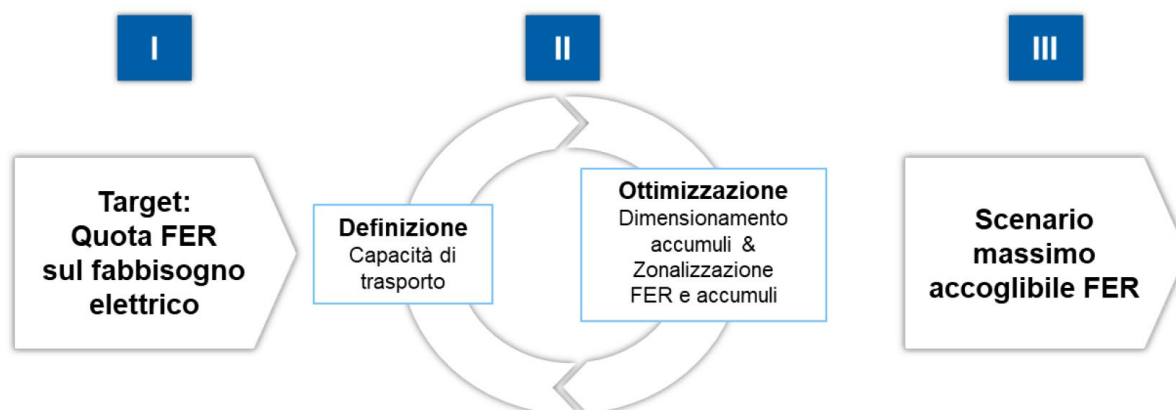
Fra gli scenari descritti nel documento, lo scenario *Fit-For-55* (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare, non solo perché riguarda gli obiettivi di *policy* al 2030, ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti.

Lo scenario è infatti elaborato in coerenza con due importanti vincoli normativi:

- D.Lgs. n. 199/2021 (Art. 35): prevede che Terna pianifichi le opere di rete necessari al raggiungimento dei *target* PNRR e UE al 2030 e consideri nella programmazione degli interventi la crescita attesa della produzione da FER (tra cui l'eolico *offshore*);
- D.Lgs. n. 210/2021 (Art. 18): prevede la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo attraverso un meccanismo di aste per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e l'identificazione da parte di Terna del fabbisogno di nuova capacità di accumulo in considerazione dell'evoluzione attesa delle FER non programmabili, anche in relazione alle richieste di connessione, e agli sviluppi di rete e delle esigenze di esercizio del sistema.

Infine, si ricorda che Terna, secondo l'articolo 3 del D.Lgs. 79/99, ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta (con una potenza in immissione uguale o superiore a 10.000 kW), senza compromettere la continuità del servizio.

Per rispondere a tali esigenze Terna ha sviluppato un approccio metodologico (Figura 2-16) nel rispetto di una serie di parametri e condizioni al contorno quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo: input tecnico-economici (curve di producibilità FER per tecnologia e zona, costo di realizzazione di FER e accumuli), limiti fisici (capacità di trasporto tra zone di mercato), limiti di fattibilità (vincoli di coerenza tra richieste di connessione e ipotesi di localizzazione delle FER) e vincoli normativi (stima effettiva disponibilità aree idonee).



**Figura 2-16: Processo di pianificazione coordinata di rete, FER e accumuli.**

L’approccio adottato ha consentito di identificare uno scenario di massimo volume accoglibile FER per zona di mercato che risulti coerente con le richieste di connessione e con il potenziale di sviluppo sui territori, tenendo conto dell’aumento della capacità di trasporto derivante dalle opere straordinarie di rete necessarie e determinando il fabbisogno ottimo di capacità di accumulo per l’integrazione delle FER attraverso il contenimento dell’*overgeneration* e il supporto alla risoluzione delle congestioni di rete, in piena sinergia con le altre risorse di sistema.

### 3. Contesto Normativo di Riferimento

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base delle normative europee, nazionali e regionali vigenti, con particolare riferimento a quelle della Regione Sardegna e al relativo Piano Energetico Ambientale Regionale, ovvero il PEARS. Nello specifico, dal punto di vista normativo, programmatico ed autorizzativo, il presente progetto si inquadra come di seguito specificato.

#### 3.1 Normativa del settore ambientale

La realizzazione dell'opera in esame, per quanto riportato in premessa, è subordinata all'attivazione di un procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale a livello statale presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ai sensi della Parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. che recepisce, attraverso appositi decreti ministeriali e leggi nazionali, le varie direttive comunitarie emanate nel corso degli anni.

Le procedure di Valutazione Ambientale sono regolate dalle seguenti normative:

- a livello nazionale:
  - ✓ D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006 “Norme in materia ambientale” e s.m.i., tra cui vanno segnalati il D.Lgs. n. 4/2008, il D.Lgs. n. 128/2010, il D.Lgs. n. 46/2014 ed il D.Lgs. n. 104/2017, il D.Lgs. n. 195 del 2021;
  - ✓ Linee Guida relative alle “Norme Tecniche per la Redazione degli Studi di Impatto Ambientale” approvate dal Consiglio SNPA nella riunione ordinaria del 09/07/2019;
  - ✓ Decreto Legge n. 76 del 16/07/2020, cosiddetto Decreto “Semplificazione” convertito in Legge n. 120 dell’11/09/ 2020;
  - ✓ Decreto Legge 31 maggio 2021 n. 77, convertito in legge n. 108 del 29 luglio 2021 “PNRR”;
  - ✓ Decreto Legge 1 marzo 2022 n. 17, convertito in Legge n. 34 del 27 aprile 2022 “Energia”;
  - ✓ Decreto Legge 17 maggio 2022 n. 50, cosiddetto “Decreto Aiuti”, convertito in legge n. 50 del 15 luglio 2022;
  - ✓ D.M. Ambiente del 30/03/2015 - Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome”, abrogato dal D.M. 10 settembre 2020;
  - ✓ D.M. Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, abrogato dal D.M. 10 settembre 2020.
- a livello locale (Regione Sardegna):
  - ✓ D.G.R. 11/75 del 24/03/2021 “Direttive regionali in materia di VIA e di provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR)”;
  - ✓ L.R. 08/02/2021 n. 2 “Disciplina del provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR), di cui all’art. 27 bis del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.”, abrogata dalla L.R. n. 14 del 2022;

- ✓ L.R. 11/01/2019 n. 1 “Legge di semplificazione 2018”, art. 9 (Procedure di valutazione di progetti ricadenti all’interno dei siti della Rete Natura 2000), abrogata dalla L.R. n. 14 del 2022;
- ✓ D.G.R. 41/40 del 08/08/2018 “Atto di indirizzo interpretativo ed applicativo in materia di procedure di valutazione ambientale da applicare a interventi ricadenti, anche parzialmente, all’interno di siti della Rete Natura 2000. Modifica della D.G.R. 45/24 del 27/09/2017 e semplificazione in tema di pubblicazione dei provvedimenti in materia di valutazione d’impatto ambientale”, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023;
- ✓ D.G.R. 19/33 del 17/04/2018 “Atto di indirizzo interpretativo ed applicativo in materia di estensione dell’efficacia temporale dei provvedimenti di VIA e Verifica”, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023;
- ✓ D.G.R. 45/24 del 27/09/2017 “Direttive per lo svolgimento della procedure di valutazione di impatto ambientale”, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023;
- ✓ L.R. 12/06/2006 n. 9 “Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali”, art. 48 (Valutazione ambientale strategica e valutazione di impatto ambientale - Funzioni della Regione), abrogata dalla L.R. n. 14 del 2022;
- ✓ Legge Regionale 7 agosto 2009, n. 3, Disposizioni urgenti nei settori economico e sociale, abrogata dalla L.R. n. 14 del 2022;
- ✓ D.G.R. 3/17 del 16.1.2009 ed allegato “Studio per l’individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici”, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023;
- ✓ D.G.R. n. 27/16 del 1.06.2011 recante “Linee guida attuative del decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10.9.2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” e modifica della Delib. G.R. n. 25/40 dell’1.7.2010”, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023;
- ✓ D.G.R. n. 34/33 del 7 agosto 2012, recante Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale. Sostituzione della Delib. G.R. n. 24/23 del 23.4.2008, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023;
- ✓ D.G.R. n. 45/34 del 12 novembre 2012, recante “Linee guida per la installazione degli impianti eolici nel territorio regionale” di cui alla Delib. G.R. n. 3/17 del 16.1.2009 e s.m.i. Conseguenze della Sentenza della Corte Costituzionale n. 224/2012. Indirizzi ai fini dell’attuazione dell’art 4 comma 3 del D.Lgs. n. 28/2011, abrogata dalla D.G.R. n. 25/2023.

Altre normative di tutela ambientale considerate nella redazione del presente documento sono:

- R.D. 30 dicembre 1923 n. 3267 “Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani, abrogato dal D.Lgs. n. 227 del 2001;
- R.D. 3 giugno 1940 n. 1357, “Regolamento per l’applicazione della L. 29 giugno 1939 n. 1497 sulla protezione delle bellezze naturali”, abrogato dal D.P.R. n. 357 del 1997;
- Direttiva europea n. 92/42/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 (Direttiva Habitat) “Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatica”, abrogata dalla Direttiva 2014/52/UE;
- Direttiva europea n. 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979, modificata e abrogata dalla Direttiva n. 2009/147/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici nei parchi nazionali e regionali, nelle aree vincolate secondo i Piani Stralcio di Bacino redatti ai sensi del D. lgs. n. 152/2006;

- D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357 Regolamento di recepimento della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche, abrogato dal D.Lgs. n. 195 del 2021;
- D.Lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’art. 10 della legge 6 luglio 2002 n. 137;
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005, “Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell’articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42”, abrogato dal D.M. 10 settembre 2020;
- Direttiva 97/11/CE del 3 marzo 1997, modifica in parte la direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. In particolare, tra le opere pubbliche e private elencate negli allegati I e II della direttiva che riguardano le opere soggette a VIA, al punto 3, comma i) dell’Allegato II rientrano gli impianti di produzione di energia elettrica compresi gli impianti eolici, abrogata dalla Direttiva 2011/92/UE;
- Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull’ambiente, abrogata dalla Direttiva 2014/52/UE;
- Protocollo sulla valutazione ambientale strategica alla convenzione sulla valutazione dell’impatto ambientale in un contesto transfrontaliero (G.U.U.E. L308 del 19.11.2008), recepito con la L. n. 164 del 2006;
- Decisione 2008/871/CE del Consiglio del 20 ottobre 2008 relativa all’approvazione, a nome della Comunità, del protocollo sulla valutazione ambientale strategica alla convenzione ONU/CEE sulla valutazione dell’impatto ambientale in un contesto transfrontaliero firmata a Espoo nel 1991 (G.U.U.E. L308 del 19.11.2008);
- Direttiva (CE) 97/11: Consiglio, 3 marzo 1997 G.U.C.E. 14 marzo 1997, n. L073. Modifica alla direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, abrogata dalla Direttiva 2011/92/UE;
- Direttiva (CE) 2011/92 definisce la procedura di valutazione dell’impatto ambientale (VIA) che garantisce che i progetti che potrebbero avere effetti significativi sull’ambiente siano sottoposti a una valutazione, prima della loro approvazione, abrogata dalla Direttiva 2014/52/UE.

## 3.2 Normativa del Settore Energetico

Gli obiettivi principali della pianificazione energetica e delle politiche di controllo delle emissioni, sia a livello sovranazionale (Unione Europea) che a livello nazionale e locale, sono definiti in dettaglio nei seguenti documenti e iniziative:

1. Strategia per un’Unione dell’energia (COM (2015)80):
  - Diversificazione delle fonti energetiche e promozione dello sviluppo delle risorse locali per garantire la sicurezza dell’approvvigionamento energetico e la competitività economica;
  - Creazione di un mercato interno dell’energia funzionante, che favorisca il libero scambio di energia tra gli Stati membri senza ostacoli normativi o tecnici;
  - Miglioramento dell’efficienza energetica per ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia e diminuire le emissioni di gas serra;

- Decarbonizzazione dell'economia per ridurre l'impatto ambientale e promuovere la sostenibilità a lungo termine.
2. Pacchetto di proposte “Energia pulita per tutti gli europei” (COM (2016)86):
- Governance dell’Unione dell’energia: Introduce normative e regolamenti per gestire l'Unione dell'energia in modo efficace e coordinato;
  - Assetto del mercato dell'energia: Propone direttive e regolamenti per garantire un mercato dell'energia concorrenziale e efficiente;
  - Efficienza energetica: Approfondisce le politiche e le misure per migliorare l'efficienza energetica negli Stati membri;
  - Energia rinnovabile: Stabilisce obiettivi vincolanti per la quota di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 e promuove lo sviluppo e l'uso di queste fonti;
  - Norme per i regolatori: Stabilisce regole e procedure per garantire una regolamentazione efficace e armonizzata del settore energetico a livello europeo.
3. Pacchetto di proposte “Realizzare il *Green Deal* europeo”:
- Obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni di gas serra entro il 2030 e raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050;
  - Revisione degli atti dell'UE in materia di clima ed energia per adeguarli agli obiettivi del *Green Deal*;
  - Introduzione di nuove proposte, come il regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi e le iniziative nel settore dell'aviazione (*ReFuelEU*) e marittimo (*FuelEU*) per promuovere tecnologie a basse emissioni.
4. Ulteriori direttive e proposte:
- Direttiva sulle energie rinnovabili (COM (2021)557): Fornisce linee guida specifiche per promuovere e regolare l'uso delle energie rinnovabili;
  - Direttiva sull'efficienza energetica (COM (2021)558): Propone misure per migliorare l'efficienza nell'uso dell'energia;
  - Direttiva sulla tassazione dell’energia (COM (2021)563): Definisce regole per la tassazione dell'energia;
  - Nuove proposte, come il regolamento sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi (COM (2021)559): Promuovono l'infrastruttura per fonti di energia alternative, e le iniziative *ReFuelEU* nel settore dell'aviazione (COM (2021)561) e *FuelEU* nel settore marittimo (COM (2021)562): Promuovono l'adozione di combustibili alternativi a basse emissioni in tali settori;
  - Raccomandazione del Consiglio Europeo del 12 Luglio 1999 relativa alla limitazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici da 0 Hz a 300 GHz (1999/519/CE).

Gli strumenti normativi e di pianificazione a livello nazionale relativi al settore energetico sono i seguenti:

- Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;

- *Carbon Tax*, introdotta ai sensi dell'art. 8 della Legge n. 448/1998, abrogata dalla Legge n. 239 del 2004;
- D.Lgs. n. 387 del 29/12/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, abrogato dal D.Lgs. n. 28 del 2011;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004 sulla riorganizzazione del settore dell'energia e sulla delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia, abrogata dal D.Lgs. n. 28 del 2011;
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", emanate, nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, per armonizzare gli iter procedurali regionali, abrogato dal D.M. 10 settembre 2020;
- D.Lgs. 3 marzo 2011 n. 28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", abrogato dal D.Lgs. n. 199 del 2021;
- Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, approvata con Decreto Ministeriale del 10 novembre 2017, superata dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC);
- Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico il 21/01/2020;
- Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato dal Consiglio dei Ministri il 13 luglio 2021;
- D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Ulteriori provvedimenti legislativi, che negli ultimi anni hanno mirato alla diversificazione delle fonti energetiche, ad un maggior sviluppo della concorrenza ed una maggiore protezione dell'ambiente, sono i seguenti:

- Legge 9 gennaio 1991 n. 9: Parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica.
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10: Promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239: Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- Decreto Legislativo 16 gennaio 2008 n. 4: Ulteriori disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.
- Decreto Legislativo 9 aprile 2008 n. 81: Testo Unico Sicurezza.
- Legge n. 99/2009: Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105: Misure urgenti in materia di energia.

A livello regionale sono stati considerati i seguenti atti normativi:

- Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS) 2015-2030 “Verso un’economia condivisa dell’Energia”, approvato con D.G.R. n. 45/40 del 02/08/2016.
- D.G.R. n. 59/89 del 27/11/2020 “Linee di indirizzo strategico per l’aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna”.
- D.G.R. n. 59/90 del 27/11/2020 “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”.
- D.G.R. n. 39/56 del 08/10/2021 – Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (verso Sardegna 2030).

### 3.3 Norme su elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175: Approvazione del regolamento generale per gli impianti elettrici all'interno degli edifici. Data: 11 dicembre 1933 In vigore, ma con alcune parti abrogate o modificate da normative successive;
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342: Regolamento di esecuzione del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1175, concernente l'approvazione del regolamento generale per gli impianti elettrici all'interno degli edifici. Data: 18 marzo 1965. In vigore, ma con alcune parti abrogate o modificate da normative successive;
- Legge 28 giugno 1986, n. 339: Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme per la tutela dell'ambiente. Data: 28 giugno 1986. In vigore, ma con alcune parti abrogate o modificate da normative successive;
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992: Regolamento recante norme per la sicurezza degli impianti elettrici antincendio;
- Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112: Disposizioni concernenti la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36: Riforma dell'ordinamento del settore elettrico;
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003: Regolamento recante disposizioni per l'adeguamento degli impianti elettrici all'interno degli edifici;
- CEI 64-8/1, sesta edizione, 2007: Impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione - Parte 8: Sezione 1: Impianti elettrici in edifici di civile abitazione;
- CEI 103-6 - Guide per la valutazione del rischio elettrico nei luoghi di lavoro.
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257: Attuazione della direttiva 2004/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 aprile 2004, relativa ai macchinari e recante modifica della direttiva 95/16/CE;
- Decreto Ministeriale 29 maggio 2008 - Requisiti minimi di sicurezza per gli impianti antincendio;



- Decreto Legislativo n. 259 del 1° agosto 2003 - Codice delle comunicazioni elettroniche artt. 95 e 97;
- CEI 7-6: "Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici";
- CEI 11-1: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- CEI 11-4: "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998-09;
- CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";
- CEI 11-25: "Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata";
- CEI 11-27: "Lavori su impianti elettrici";
- CEI 11-32: "Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria";
- CEI 11-32 V1: "Impianti di produzione eolica";
- CEI EN 50110-1-2: "Esercizio degli impianti elettrici";
- CEI 33-2: "Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi";
- CEI 36-12: "Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V";
- CEI 57-2: "Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata";
- CEI 57-3: "Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate";
- CEI EN 60076-1: "Trasformatori di potenza", Parte 1: Generalità, terza edizione, 1998;
- CEI EN 60076-2: "Trasformatori di potenza Riscaldamento", Parte 2: Riscaldamento, terza edizione, 1998;
- CEI EN 60137: "Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V", quinta edizione, 2004;
- CEI EN 60721-3-4: "Classificazioni delle condizioni ambientali", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 4: Uso in posizione fissa in luoghi non protetti dalle intemperie, seconda edizione, 1996;
- CEI EN 60721-3-3: "Classificazioni delle condizioni ambientali e loro severità", Parte 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie, terza edizione, 1996;
- CEI EN 60068-3-3: "Prove climatiche e meccaniche fondamentali", Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature, prima edizione, 1998;
- CEI EN 60099-4: "Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata", Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata, seconda edizione, 2005;
- CEI EN 60129: "Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V", 1998;

- CEI EN 60529: "Gradi di protezione degli involucri", seconda edizione, 1997;
- CEI EN 62271-100: "Apparecchiatura ad alta tensione", Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione, sesta edizione;
- "Linee guida per i limiti di esposizione ai campi magnetici statici", 2009 ICNIRP;
- Codice di Rete TERNA.

### 3.4 Normativa tecnica generale di riferimento

Le normative tecniche a cui gli Enti titolari dei procedimenti devono fare riferimento sono:

- R.D. 25/07/1904 n. 523: "Regolamento per la polizia delle miniere, cave e torbiere". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- R.D.L. 30/12/1923 n. 3267: "Norme per la costruzione e l'esercizio delle ferrovie". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- T.U. n. 1775/33: "Testo unico delle leggi sulle acque pubbliche e sugli impianti elettrici". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- D.P.R. n. 156 del 29/03/1973: "Norme di attuazione del Testo unico delle leggi sulle acque pubbliche e sugli impianti elettrici". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- Legge 24/07/90 n. 241: "Norme sul procedimento amministrativo e sulla semplificazione dei procedimenti amministrativi". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- D.P.C.M. 14/11/1997: "Direttiva per la valutazione di impatto ambientale". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- DPCM 08/06/01 n. 327: "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità". In vigore, ma con alcune parti modificate o abrogate da normative successive;
- D.P.C.M. 08/07/2003: "Linee guida per la progettazione, l'esecuzione e la gestione degli interventi di bonifica dei siti contaminati";
- D.Lgs. 01/08/2003 n. 259: "Codice delle comunicazioni elettroniche". In vigore, con diverse modifiche e integrazioni;
- D.Lgs. n. 387/2003: "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.Lgs. n. 42 del 22/01/2004: "Codice dei beni culturali e del paesaggio";
- D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.: "Norme in materia di tutela ambientale". In vigore, con diverse modifiche e integrazioni;
- D.P.R. n. 233/2007 e ss.mm.ii.: "Regolamento recante disciplina delle attività di bonifica dei siti contaminati". In vigore, con diverse modifiche e integrazioni;

- D.Lgs. n. 81 del 09/04/2008 e ss.mm.ii.: "Testo unico sulla sicurezza sul lavoro". In vigore, con diverse modifiche e integrazioni;
- Decreto Legislativo 1/2018: "Codice della Protezione Civile";
- Direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri 30 aprile 2021: "Indirizzi per la predisposizione dei Piani di Protezione Civile ai diversi livelli territoriali";
- L.R. 24 febbraio 1993, n. 10: "Disciplina della Protezione Civile in Sardegna";
- D.M. 29/05/2008: "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.P.R. n. 91/2009: "Regolamento recante disciplina delle procedure per l'autorizzazione all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili";
- D.P.R. n. 164/2017 "Regolamento sulla disciplina delle concessioni demaniali marittime e relative pertinenze" disciplina i requisiti per il rilascio e la gestione delle concessioni demaniali marittime;
- Il Codice della Navigazione (D.Lgs. n. 184/2016) disciplina il regime giuridico del demanio marittimo e le relative concessioni;
- Il quadro per la pianificazione dello spazio marittimo (PSM) è un processo volto a gestire in modo sostenibile le attività umane in mare. È stato istituito dalla Direttiva 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e recepito in Italia con il Decreto Legislativo n. 201 del 17 ottobre 2016.
- D.P.C.M. 1° dicembre 2017: "Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo". Le linee guida sono state aggiornate con il D.M. 28 maggio 2020.
- Legge 447/1995: "Legge quadro sull'inquinamento acustico".
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14 novembre 1997: "Regolamento recante disciplina delle emissioni sonore".

## 3.5 Normative sulla navigazione marittima in Italia

### 3.5.1 Norme nazionali

- Codice della navigazione, approvato con Decreto Legislativo n. 177 del 19 settembre 1994, entrato in vigore il 1° gennaio 1996, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 221 del 21 settembre 1994;
- Legge n. 289/1997: Disciplina la materia del diporto nautico;
- Legge n. 108/2013: Disciplina la sicurezza della navigazione e la tutela dell'ambiente marino;
- Legge n. 201/2012: Disciplina la portualità;
- Legge n. 24/2014: Disciplina la pesca marittima e l'acquacoltura;
- Regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (D.P.R. n. 875/1994);

- Regolamento di esecuzione e di attuazione del decreto legislativo 17 luglio 1999, n. 206, recante norme sulla sicurezza della navigazione e sulla tutela dell'ambiente marino (D.P.R. n. 164/2000);
- Decreto legislativo n. 172/2003: Disciplina la materia del diporto nautico;
- Decreto legislativo n. 285/2010: Disciplina la materia della portualità;
- Decreto ministeriale 14 luglio 1998, n. 563: Regola la tenuta del giornale di bordo delle navi mercantili;
- Decreto ministeriale 6 luglio 2005, n. 146: Disciplina i requisiti di idoneità del personale marittimo;

### 3.5.2 Norme internazionali

- Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare (SOLAS);
- Convenzione internazionale sulla prevenzione dell'inquinamento da parte delle navi (MARPOL);
- Regolamento SOLAS 74/88 (Dispositivi e impianti di antincendio);
- Regolamento MARPOL 73/78 (Annesso I - Prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi);

### 3.6 Norme su opere civili, strutture e geotecnica

- D.M. 9 gennaio 1996: "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. 16 gennaio 1996: "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- Ordinanza n. 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005: "Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica"".
- D.M. 17 Gennaio 2018: "Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"".
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori flottanti in merito alla viabilità e alle piazzole.

### 3.7 Norme su Geologia, Idrogeologia e Idraulica

- Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.):
  - ✓ Legge 18 maggio 1989, n. 183: "Norme per la difesa del suolo".
  - ✓ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 gennaio 1992: "Criteri per la formazione dei piani stralcio per l'assetto idrogeologico".
  - ✓ Direttiva 2007/60/CE: "Direttiva per la valutazione e la gestione del rischio di alluvioni".

- Norme di Attuazione del P.A.I.:
  - ✓ Decreto del Presidente della Repubblica 30 giugno 2001, n. 352: "Regolamento recante disciplina delle attività di escavazione, di coltivazione e di deposito di materiali inerti".
  - ✓ Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152: "Norme in materia di tutela ambientale delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare".
- Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (P.G.R.A.):
  - ✓ Direttiva 2007/60/CE: "Direttiva per la valutazione e la gestione del rischio di alluvioni".
  - ✓ Decreto Legislativo 18 agosto 2000, n. 267: "Testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali".
  - ✓ Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 27 febbraio 2008: "Linee guida per la redazione dei piani di gestione del rischio alluvioni".
- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (P.S.F.F.):
  - ✓ Legge 18 maggio 1989, n. 183: "Norme per la difesa del suolo".
  - ✓ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 gennaio 1992: "Criteri per la formazione dei piani stralcio per l'assetto idrogeologico".
  - ✓ Direttiva 2000/60/CE: "Direttiva quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica delle acque".
- Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128: "Norme per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi".
- Legge 21 dicembre 2001, n. 443: "Istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e disciplina del mercato elettrico".
- Decreto Legislativo 11 maggio 1999, n. 152: "Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento".
- Direttiva 2000/60/CE: "Direttiva quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica delle acque".
- Legge 18 maggio 1989, n. 183: "Norme per la difesa del suolo".
- Direttiva 2007/60/CE: "Direttiva per la valutazione e la gestione del rischio di alluvioni".
- Decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1982, n. 616: "Norme per la redazione della Carta Geologica d'Italia".
- Direttiva 2004/35/CE: "Direttiva relativa alla valutazione degli impatti ambientali di determinati piani e progetti".
- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS): "Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare".

- L.R. n. 19/2006 ha disciplinato le funzioni ed i compiti assegnati all'Autorità di Bacino in materia di governo delle risorse idriche, di tutela delle acque dall'inquinamento e dell'assetto idrogeologico del territorio regionale.
- Regio Decreto 29 luglio 1927, n. 1443: "Approvazione del regolamento per l'esecuzione della legge 30 marzo 1893, n. 184, sulle miniere, cave e torbiere".
- Regio Decreto 14 gennaio 1923, n. 338: "Norme per la compilazione della Carta Geologica d'Italia".
- Regio Decreto 16 novembre 1938, n. 2152: "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in terra".
- Regio Decreto 28 aprile 1938, n. 1144: "Norme per la classificazione e la nomenclatura delle forme del terreno".
- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775: "Testo unico delle leggi sulle acque pubbliche e sugli impianti elettrici".
- Regio Decreto 25 luglio 1934, n. 1265: "Norme per la difesa del suolo contro le frane e le alluvioni".
- Regio Decreto 14 agosto 1920, n. 1285: "Norme per la ricerca e la coltivazione delle acque sotterranee".

Tutti i riferimenti citati nel presente capitolo, sono solo alcune tra le numerose norme di riferimento, alcune di queste potrebbero essere state integrate o modificate da leggi e decreti successivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme vigenti e deliberazioni in materia, anche se non espressamente indicate, si considerano applicabili.

### **3.8 Elenco degli enti competenti al rilascio delle autorizzazioni, nulla osta e pareri**

L'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente è il seguente:

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – Commissione Tecnica PNRR-PNIEC;
- Ministero della Cultura – Direzione Generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio-Servizio V – Tutela del paesaggio;
- Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Dipartimento per i trasporti e la navigazione – Direzione Generale per la vigilanza sulle Autorità di sistema portuale, il trasporto marittimo e per vie d'acqua interne – Divisione 2 – Vigilanza amministrativo-contabile sulle Autorità portuali, servizi ed attività ancillari nei porti e funzioni statali residuali in materia di demanio marittimo;
- Ministero dell'Agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste – Direzione Generale della pesca marittima e dell'acquacoltura
- Regione Autonoma della Sardegna – Autorità Ambientale – Servizio valutazioni impatti e incidenze ambientali (VIA);
- Assessorato dell'industria della Regione Sardegna;

- Assessorato dell'agricoltura e riforma agro-pastorale – Comitato tecnico consultivo regionale della pesca;
- Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna;
- Genio Civile di Sassari;
- Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Sassari e Nuoro;
- Autorità di Bacino Regionale della Sardegna;
- Comando del Corpo Forestale della Regione Sardegna – Servizio Territoriale Ispettorato Ripartimentale di Sassari;
- Assessorato degli enti locali, finanze e urbanistica – Direzione generale della pianificazione urbanistica territoriale e della vigilanza edilizia – Servizio tutela del paesaggio Sardegna settentrionale nord-ovest;
- Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Sardegna (A.R.P.A.S.);
- Azienda Sanitaria Locale di Sassari;
- Provincia di Sassari;
- Comune di Alghero;
- Comune di Putifigari;
- Comune di Ittiri;
- Comune di Bessude;
- Comando Militare Autonomo della Sardegna – SM – Ufficio logistico, Demanio e Servitù militari;
- Comando Militare Marittimo Autonomo Ovest – Ufficio Infrastrutture e Demanio – Sez. Demanio;
- Aeronautica Militare – Comando Scuole A.M. III° Regione Aerea – Ufficio Territorio e Patrimonio;
- Capitaneria di Porto di Porto Torres;
- ENAC – Ente Nazionale Aviazione Civile;
- ENAV S.p.A.;
- Ministero dell'Interno – Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Sassari;
- Ministero delle Imprese e del Made in Italy (ex MiSE) - Direzione Generale Servizi di comunicazione elettronica, di radiodiffusione e postali – Divisione VII - Ispettorato Territoriale Sardegna;
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – Direzione generale infrastrutture e sicurezza (IS) – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e Georisorse (UNMIG) – Divisione VII – Sez. UNMIG dell'Italia Centrale;
- Abbanoa S.p.A. – Servizio Idrico Integrato;

- Consorzio di Bonifica della Nurra;
- ENEL Distribuzione S.p.A.;
- Terna Rete Italia S.p.A.;
- SNAM S.p.A.;
- ANAS S.p.A.;
- Rete Ferroviaria Italiana S.p.A.

### 3.9 Contesto Amministrativo

Ai sensi del comma 3, art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 *“La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, [...] nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, [...] sono soggetti ad una autorizzazione unica”, “[...] Per gli impianti off-shore, incluse le opere per la connessione alla rete, l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (ex MiTE) di concerto il Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti (ex Ministero delle Infrastrutture e delle Mobilità Sostenibili) e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero dell'Agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste (ex Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali), nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo.”*

Pertanto, l'Ente competente per il rilascio di tale autorizzazione, per quanto riguarda gli impianti eolici *offshore*, è dunque, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (ex Ministero della transizione ecologica) di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti (ex MiMS) e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero dell'Agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste (ex Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali), con le modalità di cui all'art. 12, comma 4 del suddetto Decreto, nell'ambito del provvedimento unico comprensivo della concessione d'uso del Demanio Marittimo.

L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito di una Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate.

Il rilascio dell'Autorizzazione Unica costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato, previo espletamento della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di cui al comma 23 del D.Lgs. n. 152/2006 (Testo Unico Ambientale).

Secondo l'art. 6, comma 7, lett. a), *“la VIA è effettuata per i progetti di cui agli allegati II e III alla parte seconda”* del suddetto decreto e, più specificatamente, ai sensi dell'allegato II - art. 7-bis) *“Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare”*, la VIA relativa al progetto *de quo* risulta pertanto di competenza Statale.

Grazie alle modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 104/2017, ai sensi dell'art. 21 del Testo Unico Ambientale, Acciona Energia Global Italia S.r.l., originariamente società proponente designata dal Gruppo Acciona, ha avviato con istanza riferimento ID\_VIP 9247 del 15/12/2022 la fase interlocutoria esplorativa (detta anche Scoping Ambientale Preliminare), per definire la portata delle informazioni ed il relativo livello di dettaglio degli elaborati progettuali necessari al procedimento di VIA ed in particolare, dello Studio di Impatto Ambientale.



Tale fase preliminare ha avuto esito con l'emissione del parere di scoping giusta nota del MASE prot. n. m\_ante.MASE.REGISTRO UFFICIALE.USCITA.0028738.15.02.2024 del 15/02/2024

Nel dettaglio, per quanto concerne la procedura di Autorizzazione Unica, Acciona Energia Global Italia S.r.l. (ora Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.) ha provveduto a presentare dinanzi al Ministero dello Sviluppo Economico, in data 4 ottobre 2022, istanza di Autorizzazione Unica ex art. 12 del D.Lgs. 387/03 per il progetto preliminare allegato alla fase di scoping ambientale.

Per quanto riguarda la procedura di rilascio di Concessione Demaniale Marittima, Acciona Energia Global Italia S.r.l. (ora Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.) ha presentato dinanzi al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, in data 05 maggio 2022 (identif. 189767), apposita istanza per il progetto qui descritto, istanza che, a valle del vaglio preliminare svolto dalla Capitaneria di Porto Torres su richiesta del MIT, è stata pubblicata per osservazioni/domande concorrenti ai sensi dell'ex art. 18 del Regolamento per l'esecuzione del Codice della Navigazione per il periodo previsto di 30 giorni, termine decorso senza specifiche richieste in concorrenza, come certificato dalla Capitaneria di Porto Torres in data 06/10/2022 con comunicazione prot. n. M INF.CPTOR.REGISTRO UFFICIALE.U.0019327.06.10.2022

Infine, per quanto attiene alle Opere di Rete, Acciona Energia Global Italia S.r.l. (ora Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l.) ha presentato in data 03 marzo 2022 apposita richiesta di soluzione di connessione al Gestore di Rete Terna S.p.A., il quale ha rilasciato preventivo di connessione con codice pratica n. 202200563, che è stato accettato in data 01 marzo 2023.

Per ultimo nel mese di febbraio 2024 a valle di un riassetto organizzativo nel Gruppo Acciona Energia, l'iniziativa Mistral è stata ceduta da Acciona Energia Global Italia Srl all'attuale Società Proponente Parco Eolico Flottante Mistral S.r.l. che pertanto è subentrata nelle sopraindicate procedure autorizzative con opportune comunicazioni rese alle autorità competenti.

### 3.10 Livello di dettaglio progettuale e articolazione dei contenuti della relazione generale

Prima di entrare nel merito della presente relazione, si specifica che il livello di approfondimento progettuale e documentale richiesto dal Procedimento autorizzativo di cui al paragrafo precedente, in base a quanto previsto dall'art. 44, comma 3 del Decreto Legge n. 77 del 31/05/2021, convertito in Legge 29/07/2021, n. 108 (c.d. "Decreto Semplificazioni"), è quello di "**Progetto di Fattibilità Tecnico-Economica**" (c.d. **PFTE**).

Tale livello di progettazione, a cui si rifanno anche gli ulteriori procedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e di rilascio della Concessione Demaniale (CDM), e i relativi contenuti sono disciplinati dall'art. 23, commi 5 e 6 del D.lgs. n. 50/2016 e ss.mm.ii. (c.d. Codice degli Appalti).

La finalità sostanziale del progetto di fattibilità tecnica ed economica è la progettazione della soluzione che, tra le alternative possibili, presenta il miglior rapporto tra costi complessivi da sostenere e benefici attesi per la collettività.

In osservanza dell'art. 48, comma 7 del D.Lgs. n. 77 del 31/05/2021 (Decreto Semplificazioni), il C.S.LL.PP. ha pubblicato le Linee Guida per la predisposizione del progetto di fattibilità tecnico-economica per l'affidamento di opere ed interventi del PNRR e PNC (Piano Nazionale

per gli Investimenti Complementari al PNRR), le quali forniscono al punto 3.2 l'elenco degli elaborati e dei relativi contenuti minimi necessari da allegare al progetto.

Pertanto, in conformità con le disposizioni normative vigenti richiamate, il presente elaborato cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-02 sviluppa i contenuti previsti dal punto 3.2.1 "Relazione Generale" delle Linee Guida del PFTE, mentre l'elaborato cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-03 (che costituisce la parte seconda del *corpus* della Relazione Tecnica), descriverà quanto previsto dal punto 3.2.2 "Relazione Tecnica" delle predette Linee Guida.

La presente Relazione Generale riferisce in merito ai seguenti argomenti:

1. descrizione delle motivazioni giustificative della necessità dell'intervento, in relazione agli obiettivi generali;
2. individuazione degli obiettivi posti a base della progettazione, nonché degli specifici requisiti tecnici da soddisfare.
3. descrizione dettagliata, tramite elaborati descrittivi e grafici, delle caratteristiche tipologiche, funzionali, tecniche, gestionali ed economico-finanziarie della soluzione progettuale prescelta;
4. riepilogo in forma descrittiva e grafica delle alternative progettuali analizzate;
5. elenco delle normative di riferimento, con esplicito richiamo ai parametri prestazionali o prescrittivi adottati per il progetto di fattibilità tecnica ed economica, in relazione ai vari ambiti normativi cogenti o comunque presi a riferimento, quali azioni e loro combinazioni, tempi di ritorno, classi di esposizione, scenari di evento;
6. riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto (computo estimativo dell'opera; quadro economico di spesa; sintesi delle forme e delle fonti di finanziamento per la copertura della spesa; indicazioni di sintesi sull'impatto occupazionale dell'intervento sia in fase di realizzazione che di esercizio, nei casi in cui sia richiesto; indicazioni generali di impatto in termini di coinvolgimento delle micro e piccole imprese, sia nella fase di realizzazione dell'opera sia nelle fasi di manutenzione programmata e straordinaria);
7. aspetti contrattuali.

La descrizione della soluzione progettuale prescelta si articolerà in:

1. esplicazione della soluzione progettuale e del percorso progettuale che ha condotto ad elaborare tale soluzione sulla base degli esiti degli studi specialistici e delle indagini di cui al successivo punto 3);
2. aspetti funzionali, tecnici e di interrelazione tra i diversi elementi del progetto, architettonici, strutturali, funzionali, impiantistici;
3. considerazioni relative alla fattibilità dell'intervento, documentata anche in base ai risultati dello Studio d'impatto ambientale, nonché agli esiti delle indagini di seguito indicate e alle conseguenti valutazioni riguardo alla fattibilità dell'intervento:
  - a) esiti degli studi e delle indagini specialistiche effettuate;

- b) esiti degli accertamenti in ordine agli eventuali vincoli di natura ambientale, idraulica, storica, artistica, archeologica, paesaggistica, o di qualsiasi altra natura, interferenti sulle aree o sulle opere interessate;
  - c) esiti delle valutazioni sullo stato della qualità dell'ambiente interessato dall'intervento e sulla sua possibile evoluzione, in assenza e in presenza dell'intervento stesso, nonché in corso di realizzazione;
  - d) considerazioni e valutazioni sulla compatibilità dell'intervento rispetto al contesto territoriale ed ambientale;
4. accertamento in ordine alle interferenze dell'intervento da realizzare con opere preesistenti o con pubblici servizi presenti lungo il tracciato e proposta di risoluzione delle interferenze stesse e stima dei prevedibili oneri, secondo quanto stabilito all'articolo 27, commi 3, 4, 5 e 6 del codice;
  5. ricognizione in ordine alla disponibilità delle aree sui quali deve essere eseguito l'intervento, alle relative modalità di acquisizione, ai prevedibili oneri;
  6. indicazioni per l'efficientamento dei processi di trasporto e logistica alla luce delle tecnologie e modelli di sostenibilità logistica maggiormente utilizzati a livello internazionale;
  7. indicazioni sulla fase di dismissione del cantiere e di ripristino anche ambientale dello stato dei luoghi;
  8. indicazioni su accessibilità, utilizzo e livello di manutenzione delle opere, degli impianti e dei servizi esistenti.

Il progetto, come indicato dalle norme in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, prevederà delle alternative, che nel caso specifico si riferiscono in particolare alla localizzazione e layout degli aerogeneratori flottanti e al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AAT interrato terrestre e relative stazioni elettriche di trasformazione e connessione alla rete).

L'involucro complessivo che racchiude tutte le alternative di layout degli elementi di progetto considerate, in ogni caso salvaguarderà tutte le aree oggetto di vincoli e limiti operativi di carattere ambientale o paesaggistico esistenti nell'ambito territoriale interessato dalle opere.

### 3.11 Iter dei procedimenti amministrativi

La realizzazione degli impianti *offshore* si inquadra nell'ambito dell'approvvigionamento di fonti di energia, materia rimasta nelle competenze dello Stato ai sensi degli articoli 28, 29, 30 e 31 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, nel quale è mantenuta ad esso anche la competenza al rilascio della concessione di beni del demanio marittimo per le medesime finalità (articolo 105, comma 2, lett. I) e della legge 23 agosto 2004, n. 239, articolo 1, comma 7, lett. I).

Per quel che concerne l'aspetto autorizzativo, ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e ss.mm.ii, la realizzazione del progetto è subordinata all'ottenimento dell'Autorizzazione Unica che comprende anche gli impianti di connessione alla rete nazionale o di distribuzione.

In termini procedurali, per la realizzazione di un impianto offshore di produzione di energia da fonti rinnovabili devono sussistere:

- la Concessione Demaniale Marittima, di competenza del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti;
- il provvedimento favorevole di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di competenza statale e rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
- l'Autorizzazione Unica rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (competente al rilascio in vece del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, secondo il recentissimo D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, che ha modificato l'art. 12, comma 3 del D.Lgs. n. 387/2003).

Il procedimento interministeriale disciplinato dalla Circolare n. 40/2012 e dal suddetto D.Lgs. n. 199/2021, è articolato in tre fasi di cui la prima attiene alla verifica di ammissibilità dell'area di progetto ai fini del rilascio della Concessione Demaniale; tale fase, laddove superata, anticiperebbe la seconda fase del procedimento dedicata alla Valutazione di Impatto Ambientale.

## 4. Inquadramento Generale delle Opere in Progetto

### 4.1 Descrizione e Localizzazione qualitativa dell'Opera

#### 4.1.1 Principali componenti dell'impianto

**Parte offshore costituita da:**

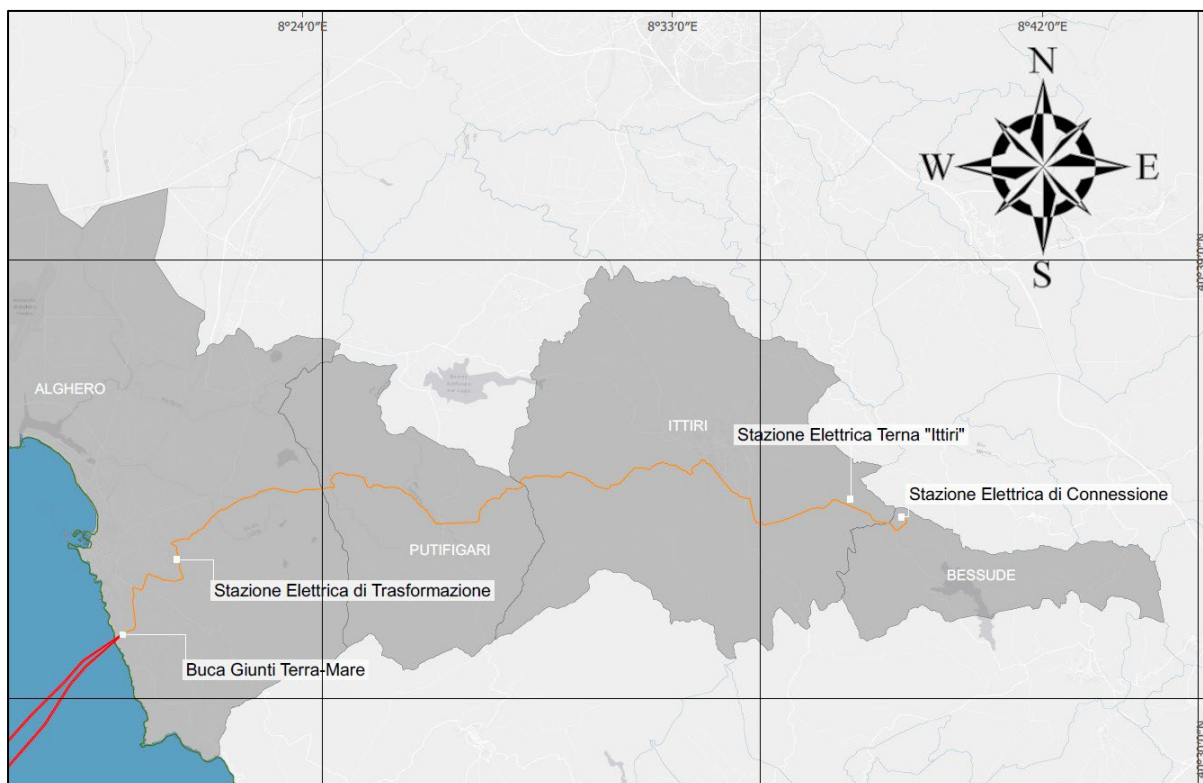
- n. 32 aerogeneratori, con fondazioni galleggianti ancorate al fondale, ciascuno con potenza nominale di 15 MW, per una potenza totale dell'impianto di 480 MW;
- cavi di interconnessione in AT tra i diversi gruppi di aerogeneratori flottanti;
- cavi sottomarini di esportazione dell'energia in AT, che raggiungono il punto di giunzione con i cavi terrestri a sud del Porto di Alghero, coprendo la distanza di circa 45km.



**Figura 4-1: Rappresentazione sintetica delle opere a mare offshore.**

**Parte onshore costituita da:**

- buca giunti terra-mare in prossimità della costa a sud del porto di Alghero (SS) in P.ta Argentiera;
- elettrodotto tripolare terrestre di trasporto dell'energia in AT che, a partire dal suddetto punto di giunzione a sud del Porto di Alghero, attraverserà interrato sulla rete stradale esistente, i territori dei Comuni di Alghero, Putifigari, Ittiri e Bessude, per giungere nel punto di consegna alla RTN, coprendo una distanza stradale complessiva di 40 km;
- nuova SSE di Trasformazione a sud-ovest di Alghero in C.da S. Lussorio;
- ampliamento della esistente stazione elettrica SE "Ittiri" (SS) da realizzarsi, secondo le attuali previsioni della Capofila del progetto dell'opera di rete, a Bessude (SS) in Su Pianu Sos Chizone ed in prossimità del quale sarà realizzata la nuova Sottostazione Elettrica di Connessione della Società Proponente
- nuova SSE di Connessione nel comune di Bessude (SS);



**Figura 4-2: Rappresentazione sintetica delle opere a terra onshore.**

Inoltre il progetto sarà connesso alla RTN per il tramite di un futuro ampliamento della SE Terna 380 di Ittiri, il cui progetto, compreso le opere accessorie, è stato definito da un'altra società nominata capofila dell'opera di rete dalla stessa Terna.

## 4.2 Le opere a mare

### 4.2.1 L'area di progetto

Il progetto prevede la realizzazione di 32 aerogeneratori flottanti posizionati nel mare Mediterraneo in acque internazionali sulla Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa dei comuni di Alghero, Villanova Monte Leone, Bosa, Magomadas, Tresnuraghes, Cuglieri, Narbolia, San Vero Milis.

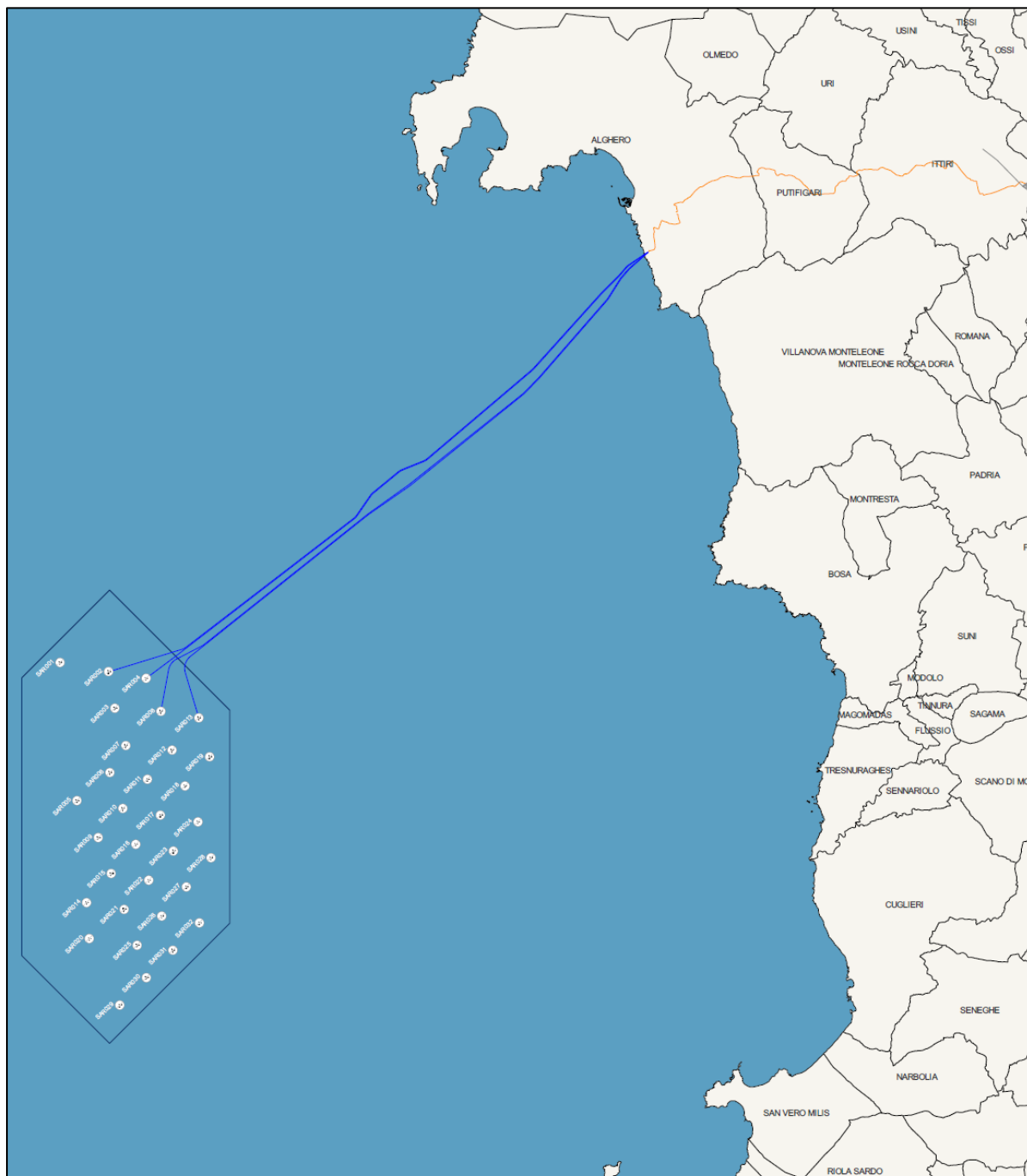


Figura 4-3: Inquadramento su cartografia tematica dell'impianto eolico offshore.

La distanza minima dalla costa è maggiore di 12 nm e inferiore alle 24 nm:

Si è scelto di individuare un'area posta oltre il limite delle acque territoriali e molto distante dalla costa in modo da ridurre gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche in essere quali la pesca locale, il traffico navale, le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, gli usi militari e l'affondamento esplosivi.

All'interno dell'area scelta, il posizionamento degli aerogeneratori segue una matrice regolare orientata secondo la direzione principale del vento e con una distanza minima tra gli stessi per come riportato in figura o negli elaborati di progetto. Inoltre, al fine di limitare le perdite per effetto scia, nella zona centrale gli aerogeneratori sono disposti ad una distanza minima di 2.5 km.

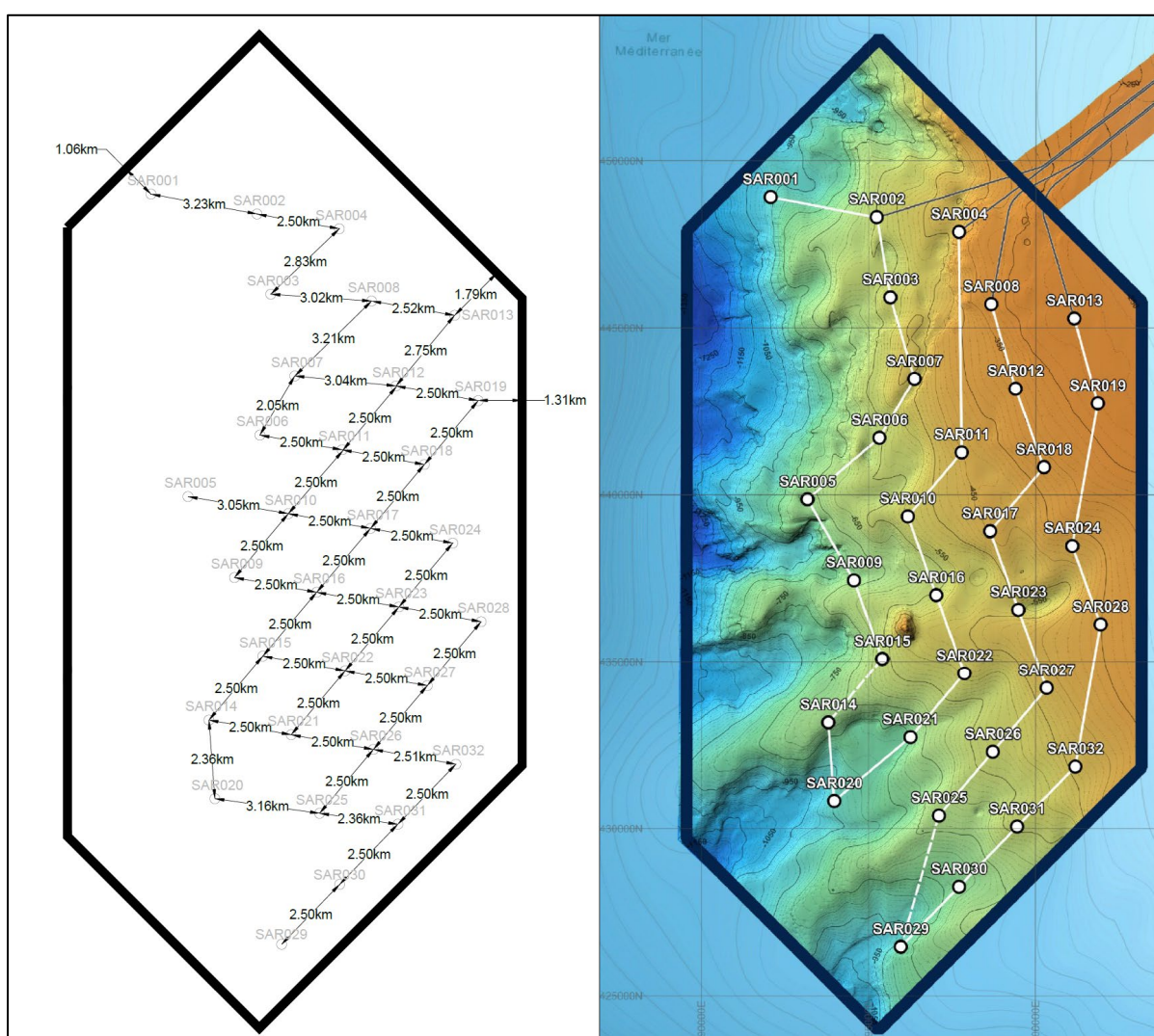


Figura 4-4: Distribuzione e posizionamento dell'impianto eolico offshore.



#### 4.2.2 Coordinate aerogeneratori

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori flottanti di progetto nei sistemi di riferimento UTM WGS84 Fuso 32:

PROPOSAL OW - SARDEGNA OFFSHORE		
WTGs		
32		
Layout Coordinates	UTM+WGS 84+32+N	
WTG Code	Coord-X	Coord-Y
SAR001	404 652	4 460 316
SAR002	407 826	4 459 719
SAR003	408 238	4 457 320
SAR004	410 287	4 459 278
SAR005	405 759	4 451 266
SAR006	407 913	4 453 105
SAR007	408 957	4 454 874
SAR008	411 254	4 457 116
SAR009	407 150	4 448 843
SAR010	408 762	4 450 754
SAR011	410 373	4 452 665
SAR012	411 985	4 454 576
SAR013	413 739	4 456 688
SAR014	406 387	4 444 580
SAR015	407 999	4 446 491
SAR016	409 611	4 448 402
SAR017	411 223	4 450 313
SAR018	412 834	4 452 224
SAR019	414 446	4 454 136
SAR020	406 564	4 442 228
SAR021	408 848	4 444 140
SAR022	410 460	4 446 051
SAR023	412 072	4 447 962
SAR024	413 683	4 449 873
SAR025	409 697	4 441 789
SAR026	411 309	4 443 700
SAR027	412 921	4 445 611
SAR028	414 533	4 447 522
SAR029	408 561	4 437 869
SAR030	410 300	4 439 665
SAR031	412 039	4 441 462
SAR032	413 777	4 443 258

**Tabella 4-1: Coordinate aerogeneratori flottanti UTM WGS84 Fuso 32.**

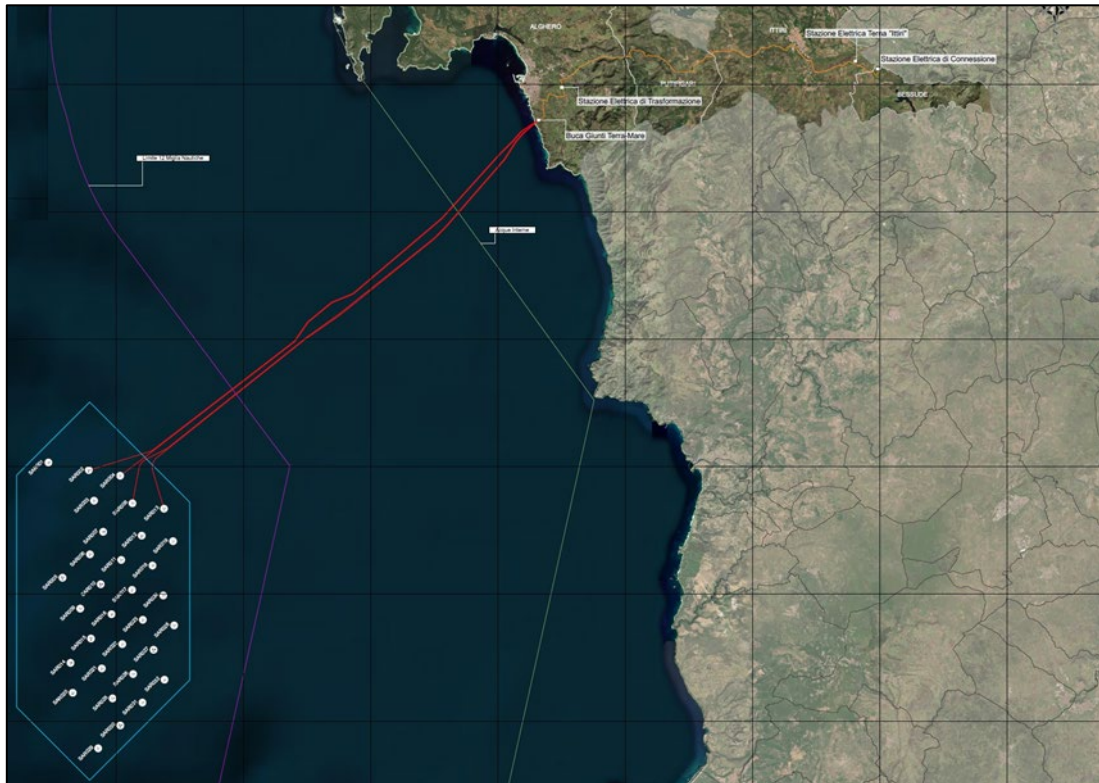


Figura 4-5: Inquadramento su ortofoto impianto offshore.

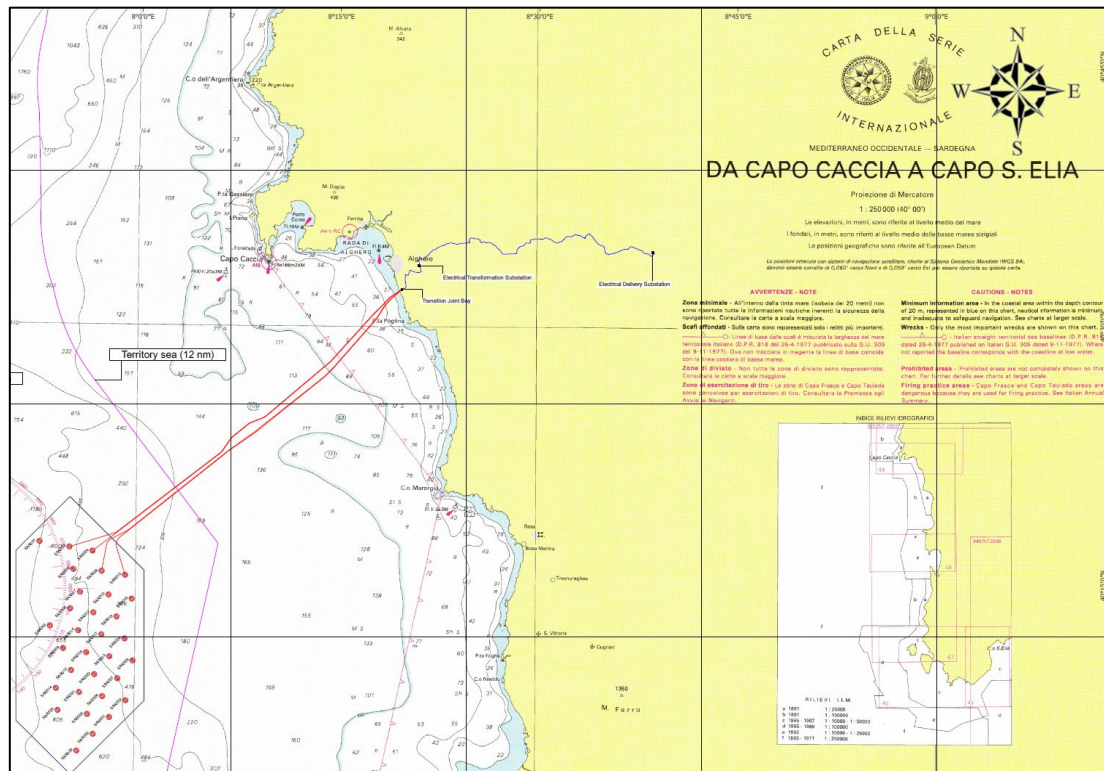


Figura 4-6: Inquadramento su carta dell'istituto idrografico della marina impianto offshore.

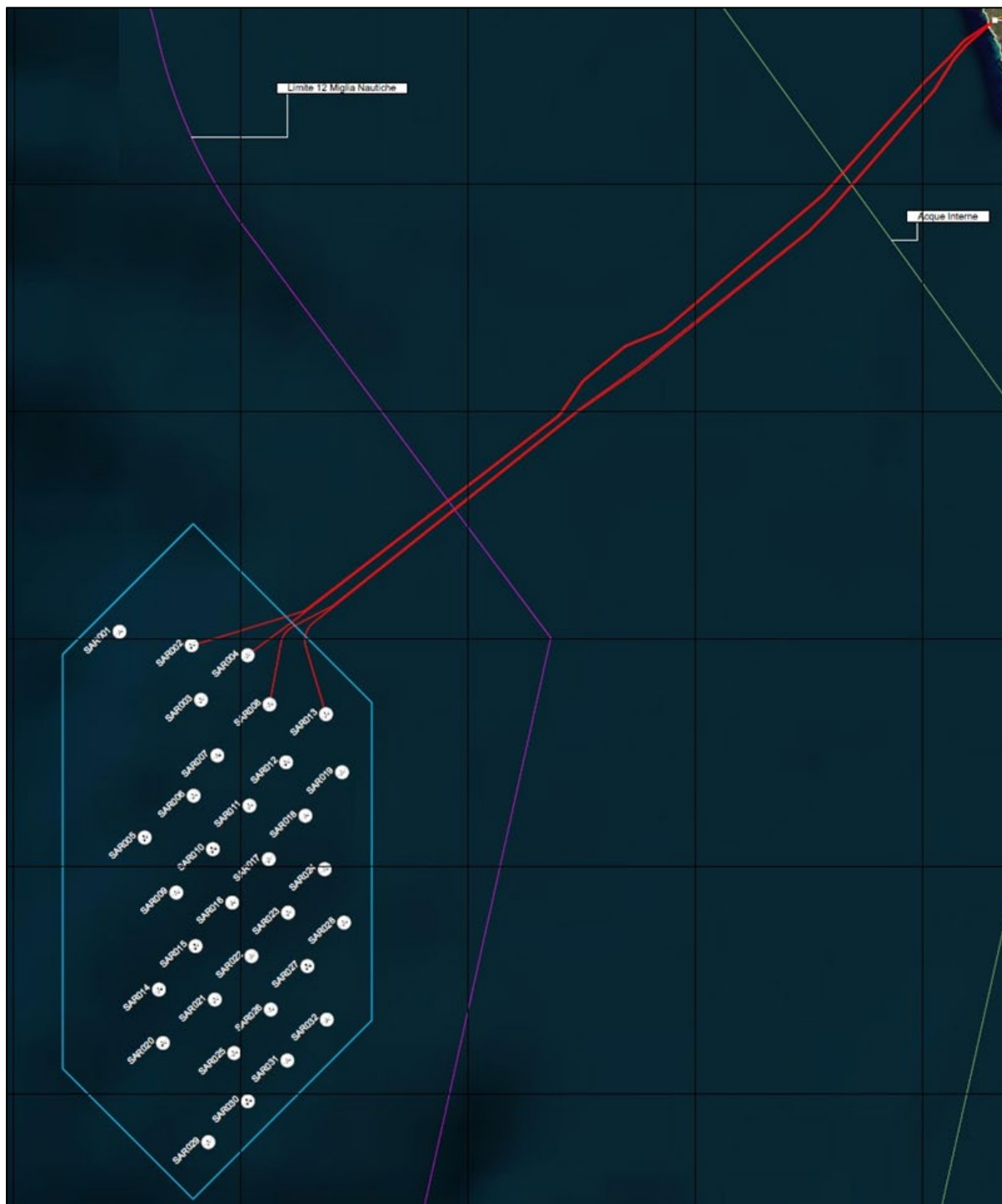


Figura 4-7: Corridoio di trasmissione offshore Sardegna.

### 4.3 Le opere a terra

L'impianto eolico prevede la realizzazione, oltre alle opere in mare anche delle opere di terra relative al trasporto, trasformazione e consegna alla RTN dell'energia prodotta dagli aerogeneratori flottanti e le relative opere civili ad esse connesse.

#### 4.3.1 Punto di giunzione

Nelle figure successive è rappresentato il giunto di transizione, buca giunti terra-mare (TJB), in prossimità della costa a sud del porto di Alghero (SS) in P.ta Argentiera.

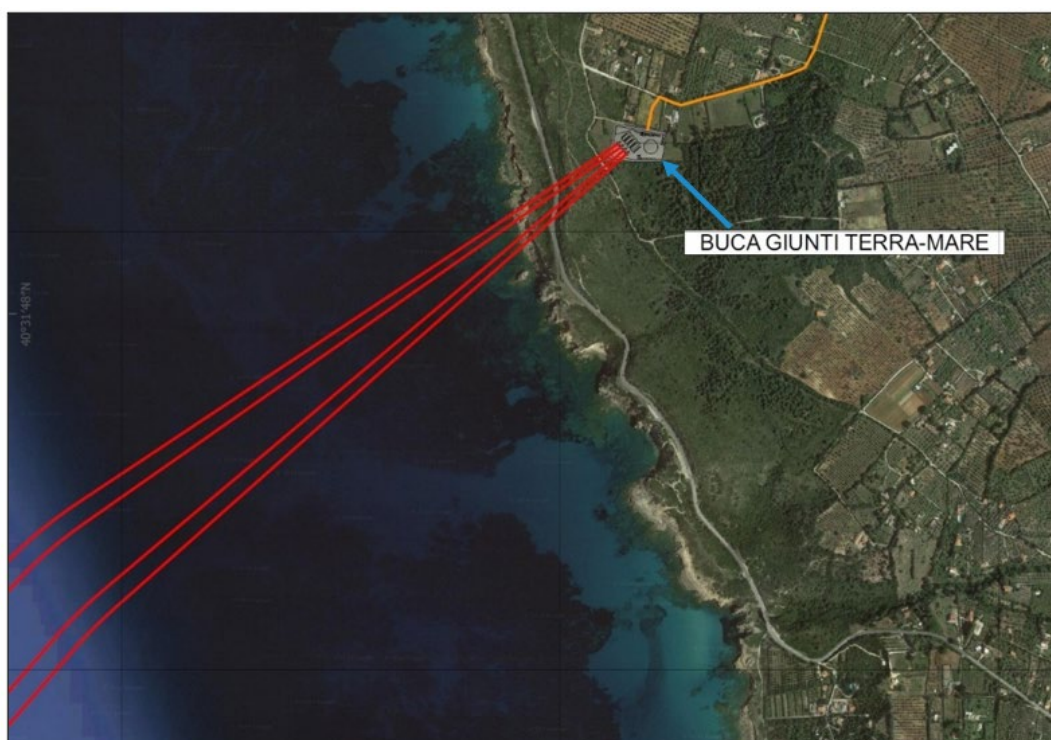
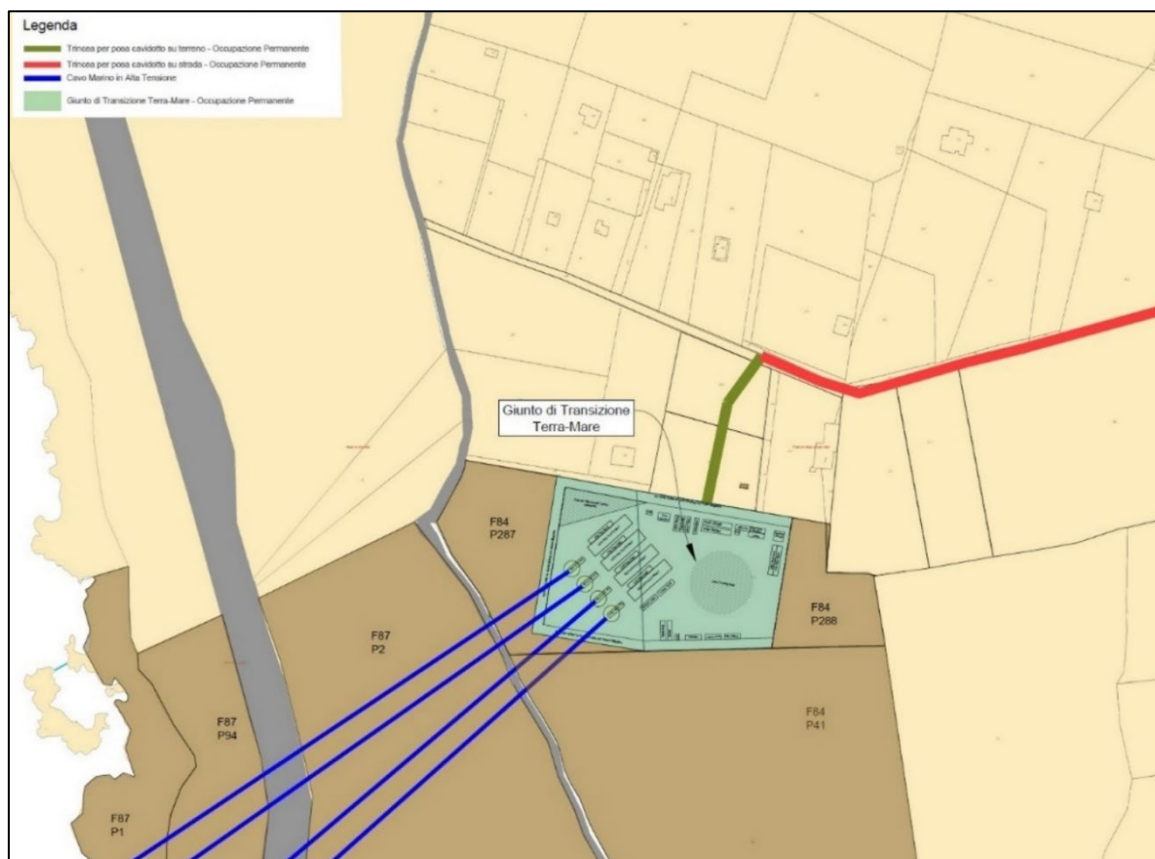


Figura 4-8: Dettaglio dell'area di approdo in Sardegna, su ortofoto.



**Figura 4-9: Inquadramento su carta catastale del punto di giunzione terra-mare.**



**Figura 4-10: Inquadramento su carta Aree Demaniali del punto di giunzione terra-mare.**



**Figura 4-11: Dettaglio costruttivo della buca giunti relativo ad una terna cavi AT.**

### 4.3.2 Stazioni Onshore (OnSS)

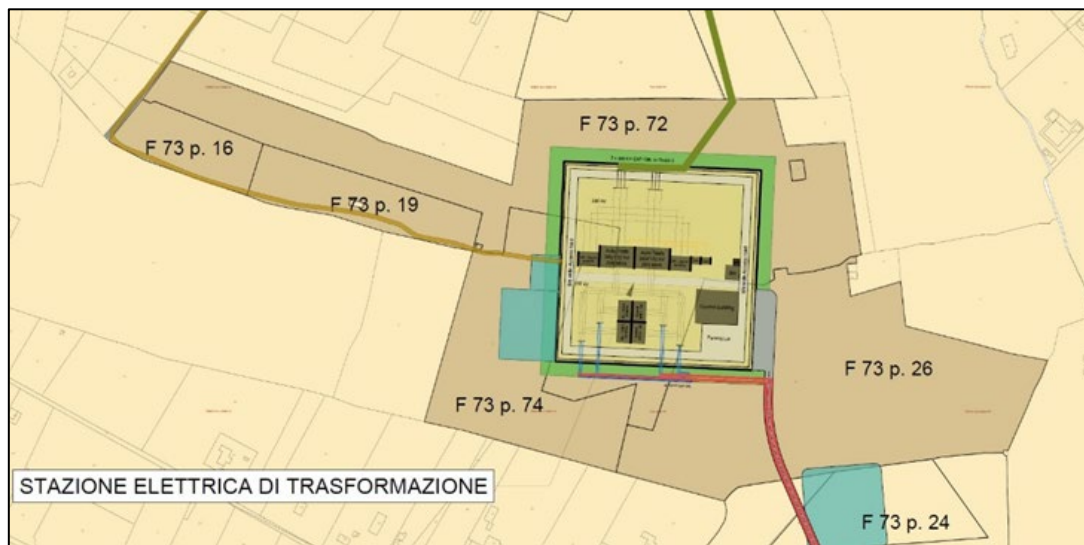
A seguire sono invece rappresentate, sempre su ortofoto, le due stazioni elettriche di Trasformazione e Connessione previste in progetto.



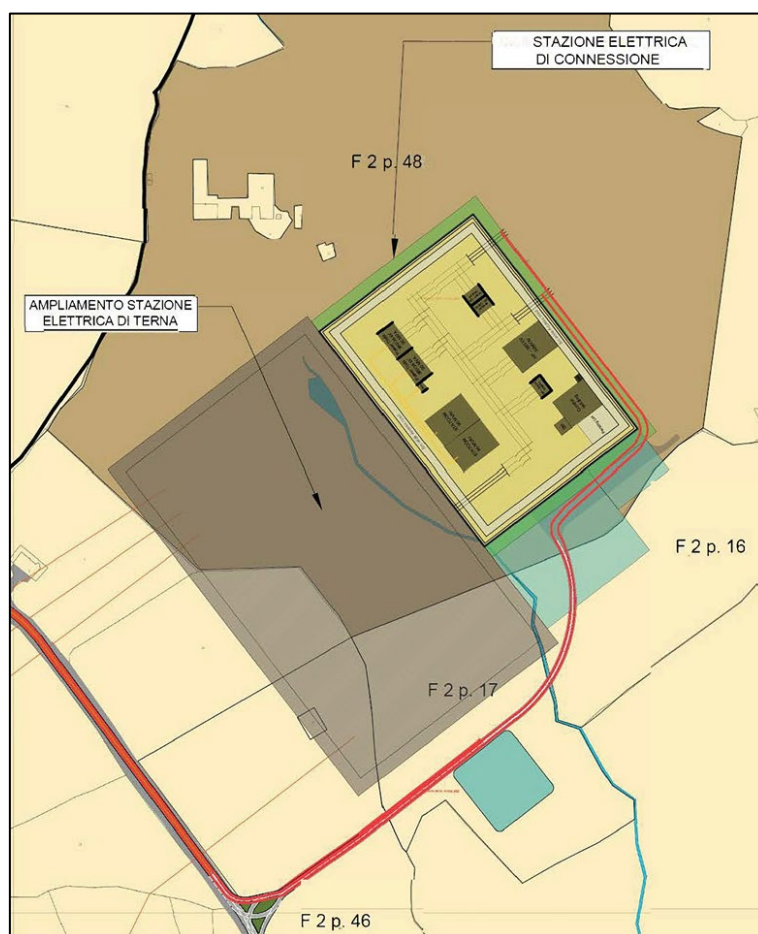
Figura 4-12: Ubicazione delle stazioni onshore di Trasformazione su ortofoto.



Figura 4-13: Ubicazione delle stazioni onshore di Connessione su ortofoto.



**Figura 4-14: Stralcio ubicazione della sottostazione OnSS di Trasformazione Catastale.**



**Figura 4-15: Stralcio ubicazione della sottostazione di Connessione e del POI Catastale.**



Rispetto a quanto previsto nella prima fase di studio, e per quanto rappresentato nella fase di Scoping (ID\_VIP 9247) gli approfondimenti tecnici effettuati, hanno permesso di ottimizzare le soluzioni tecniche proposte, e per il progetto in esame è stato possibile rinunciare alla progettazione e realizzazione di una Stazione Elettrica Offshore, concentrando le fasi di trasformazione e connessione dell'energia elettrica prodotta per il tramite di due stazioni elettriche onshore, (*Onshore Substation o OnSS*) con lo scopo di assolvere ad alcune funzioni elettriche fondamentali, fra queste:

- Incremento di tensione per soddisfare la tensione di connessione di 380 kV indicata da TERNA
- Controllo della tensione sul sistema elettrico del parco eolico
- Altri sistemi di controllo elettrico, protezione e monitoraggio per il parco eolico
- Impianto reattivo per compensare i lunghi circuiti ed i relativi fattori capacitivi
- Apparecchiatura di filtraggio delle frequenze armoniche
- Impianto dinamico per supportare la conformità al codice di rete

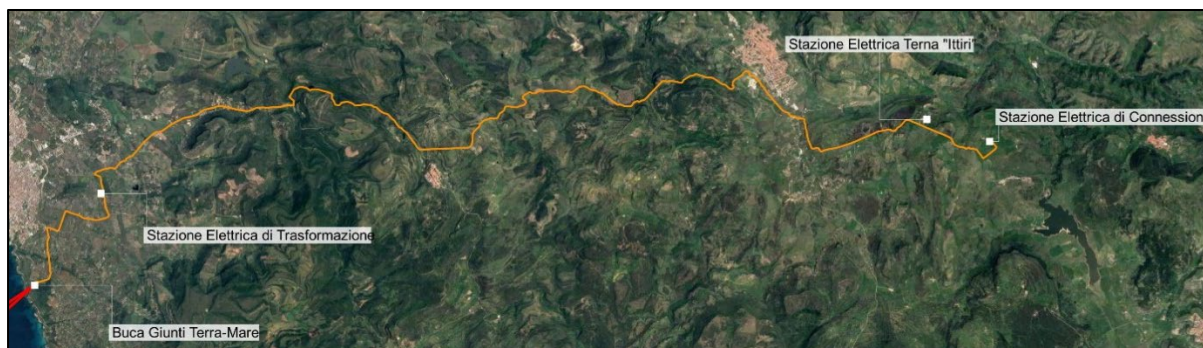
E rispetto a quanto sopra, la Stazione di Trasformazione avrà anche il compito di ottimizzare il progetto, riducendo il numero di circuiti.

#### 4.3.3 Cavidotto tripolare terrestre

L'elettrodotta interrata AT tripolare di trasporto dell'energia, a partire dal punto dalla TJB (buca giunti terra mare) localizzata a sud del Porto di Alghero, verrà posato lungo la rete stradale esistente, attraversando i territori dei Comuni di Alghero, Putifigari, Ittiri e Bessude, per giungere nel punto di consegna alla RTN, coprendo una distanza stradale complessiva di circa 40 km.

Attraverso di esso saranno collegati:

- La Stazione Elettrica di Trasformazione a sud-ovest di Alghero in C. Lussorio.
- La Stazione Elettrica di Connessione che sarà direttamente connessa al futuro ampliamento della esistente Stazione elettrica "Ittiri" ipotizzata in Bessude (SS) in località Su Pianu Sos Chizone, per come previsto nella STMG.



**Figura 4-16: Immagine su Google Earth del tracciato a terra, indicato con la linea arancione.**

In fase di analisi tecnica sono state valutate una serie di alternative progettuali tra cui:

- La di posa interrata lungo la rete stradale;
- La connessione con cavidotto aereo.

Al fine di ridurre l'impatto paesaggistico, e di poter gestire al meglio la soluzione di connessione, si preferito procedere con la soluzione in cavo interrato posto in prossimità della sede stradale esistente.

Il corridoio di trasmissione onshore è mostrato in Figura 4-17 ed è lungo circa 28-32 km tra le potenziali sottostazioni onshore vicine all'approdo e al POI.

#### 4.3.4 Punto di interconnessione TERNA (POI)



**Figura 4-18: Stazione TERNA Ittiri e futuro Ampliamento.**

Il POI o punto di interconnessione è costituito dall'ampliamento della Stazione Elettrica TERNA di Ittiri (figura 4-17) a cui sarà collegato per il tramite di un breve raccordo aereo. Questa soluzione progettuale ad oggi è in fase di analisi da parte di Terna, in riferimento al progetto di ampliamento proposto da una società nominata, dalla stessa, come Capofila dell'opera di rete

La Stazione Elettrica di Connessione, del progetto, sarà collegata con un singolo cavo AT interrato a 380kV a detto ampliamento della Stazione elettrica di Ittiri.

## 5. Valutazione delle alternative progettuali e delle criticità ambientali

L'eolico offshore rappresenta una tecnologia promettente per la produzione di energia rinnovabile, con un elevato potenziale di crescita in Italia. La scelta del progetto più adatto per un impianto eolico offshore dipende da diversi fattori, tra cui le caratteristiche del sito, le tecnologie disponibili e gli obiettivi economici e ambientali del progetto.

In questo capitolo, verranno analizzate le diverse alternative progettuali per un impianto eolico offshore, con particolare attenzione ai seguenti aspetti:

- **Tipologia di fondazione:** le fondazioni fisse e galleggianti sono le due tipologie principali di fondazioni per gli impianti eolici offshore. La scelta della tipologia di fondazione dipende dalla profondità del mare e dalle caratteristiche del fondale marino.
- **Tipologia di turbina:** esistono diverse tipologie di turbine eoliche offshore, con differenti caratteristiche in termini di potenza, dimensioni e altezza. La scelta della tipologia di turbina dipende dalle condizioni del vento del sito e dagli obiettivi di produzione energetica.
- **Layout dell'impianto:** il layout dell'impianto eolico offshore è la disposizione delle turbine eoliche sul sito. La scelta del layout dipende da diversi fattori, tra cui la distanza tra le turbine, l'orientamento delle turbine e la batimetria del sito.
- **Cablaggio e connessione alla rete elettrica:** il cablaggio e la connessione alla rete elettrica sono necessari per trasportare l'energia prodotta dalle turbine eoliche alla terraferma. La scelta del sistema di cablaggio e connessione dipende dalla distanza del sito dalla costa e dalla capacità della rete elettrica locale.

Verrà inoltre fornita una panoramica delle tecnologie emergenti nel settore dell'eolico offshore, come le turbine eoliche galleggianti e gli impianti eolico-marini.

L'obiettivo di questo capitolo è quello di fornire una panoramica completa delle diverse alternative progettuali per un impianto eolico offshore, in modo da supportare la scelta del progetto più adatto alle specifiche esigenze del caso di studio.

### 5.1 Alternativa zero

L'alternativa zero, detta anche "scenario di riferimento", consiste nel mantenere lo status quo e non realizzare l'impianto eolico offshore. In questo caso, non si otterrebbero i benefici ambientali e economici associati al progetto, tra cui:

- **Impatti sulla decarbonizzazione:** le emissioni evitate di gas a effetto serra, secondo quanto stimato contribuiranno in modo rilevante rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione dell'Italia.
- **Impatti sul sistema energetico:** il Progetto contribuisce al raggiungimento degli obiettivi globali, europei e nazionali di realizzazione di impianti a fonti rinnovabili ed all'incremento della sicurezza energetica dell'Italia grazie alla riduzione della dipendenza dalle fonti fossili importate.

- **Impatti sul sistema socioeconomico:** il progetto consente, anche attraverso l'attrazione di investimenti diretti privati, di generare energia a prezzi contenuti a vantaggio di tutti i settori economici, di contribuire allo sviluppo industriale in settori strategici quali la filiera dell'acciaio ed il settore della cantieristica navale, di favorire lo sviluppo di infrastrutture strategiche come i porti ed infine di creare occupazione diretta e indiretta e *know-how* diffuso.
- **Impatti sul sistema tecnologico:** la tecnologia eolica offshore è ancora in una fase di sviluppo e miglioramento tecnologico e questo offre numerose possibilità di ricerca e sviluppo per l'industria e l'accademia italiane, e conseguenti possibilità di esportazione delle soluzioni tecnologiche sviluppate.
- **Impatti sulla qualità dell'ambiente:** la produzione di energia da eolico offshore riduce le emissioni di gas climalteranti e di inquinanti in atmosfera, la produzione di rifiuti e scorie e l'occupazione di suolo.

Alla luce di quanto sopra, il mancato sviluppo del Progetto eolico offshore si tradurrebbe in una perdita di importanti benefici ambientali, economici e sociali. Pur considerando gli impatti ambientali e sociali negativi che il Progetto potrebbe avere, tali impatti possono essere mitigati attraverso l'adozione di opportune misure e tecnologie. Pertanto, si ritiene che il bilancio complessivo del Progetto sia positivo e che la sua realizzazione sia auspicabile.

## 5.2 Alternative di localizzazione del sito

La scelta dell'ubicazione ottimale per il parco eolico Mistral è il risultato di un approfondito esame dei vincoli di natura amministrativa, ambientale (con particolare attenzione agli impatti sull'avifauna e sulle biocenosi marine), paesaggistica, archeologica, produttiva (pesca e traffico marittimo), infrastrutturale, civile e militare che insistono sull'area in questione.

Rispetto alla configurazione preliminarmente proposta nella documentazione di istanza di consultazione per la definizione dei contenuti dello studio di impatto ambientale (Scoping) presentata al MiTE (oggi MASE) con nota del 14/12/2021 rif. ID\_VIP 9247, il layout del parco eolico è stato rivisto ed ottimizzato a valle di approfondita campagna di indagini a mare ed a terra e di un'analisi delle tecnologie più mature per tutte le componenti dell'impianto (floaters, ancoraggi, turbina, cavi, stazioni elettriche, etc.).

Tali ottimizzazioni hanno riguardato sia le componenti offshore che quelle onshore, di seguito brevemente descritte.

### 5.2.1 Localizzazioni area offshore

L'ottimizzazione del layout rispetto all'alternativa preliminare offshore ha riguardato diversi aspetti, tra cui:

#### 1. Posizionamento delle turbine:

- **Distanza tra le turbine:** la distanza tra le turbine è stata ottimizzata per massimizzare la produzione di energia e minimizzare l'interferenza tra le scie delle turbine.
- **Orientamento delle turbine:** l'orientamento delle turbine è stato ottimizzato per massimizzare la risorsa eolica e ridurre l'impatto visivo.

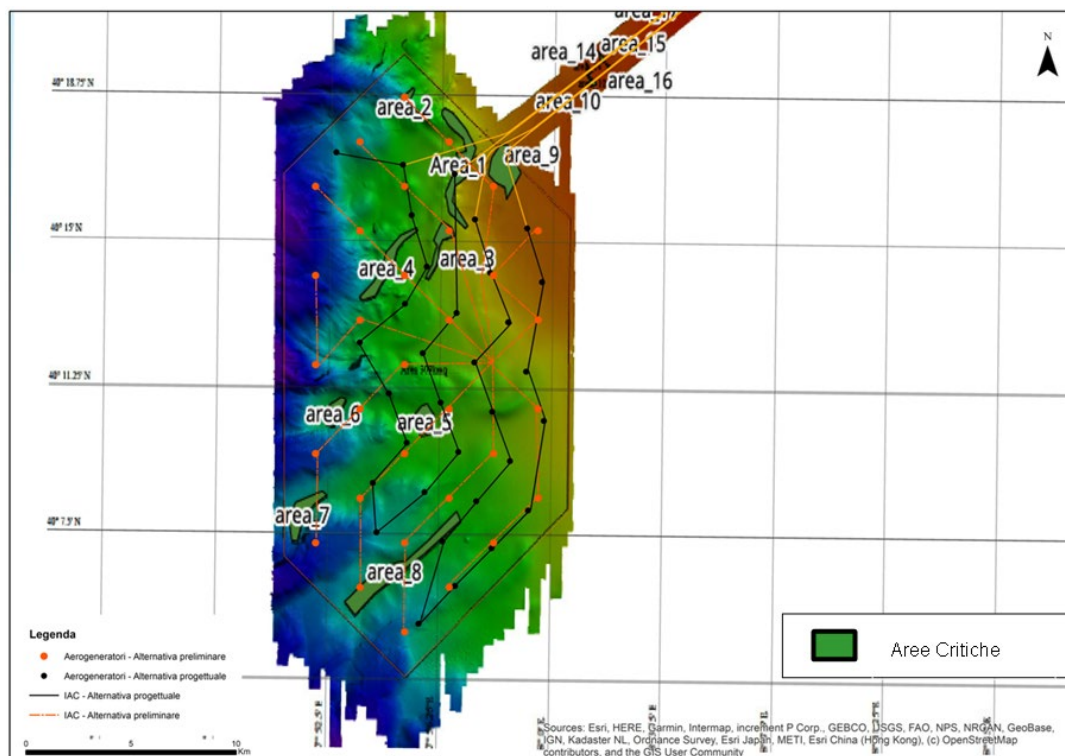
- Disposizione delle turbine: la disposizione delle turbine è stata ottimizzata per minimizzare l'impatto ambientale e paesaggistico evitando zone rivelatesi critiche a valle delle indagini eseguite.
2. Cablaggio e connessione alla rete elettrica:
- Sistema di cablaggio: il sistema di cablaggio è stato ottimizzato per ridurre i costi e le perdite di energia, tra l'altro eliminando la stazione elettrica offshore prevista in fase di scoping.
  - Modifica del percorso dell'elettrodotto di esportazione sottomarino: il percorso è stato ottimizzato per ridurre gli impatti ambientali ed evitare aree critiche sottomarine.
  - Modifica dell'ubicazione cavi inter-array: conseguentemente al riposizionamento degli aerogeneratori, è stata modificata la disposizione dei cavi inter-array interni all'impianto al fine di minimizzare l'impatto ambientale marino e le perdite di energia.
3. Altri fattori:
- Caratteristiche del vento: le caratteristiche del vento del sito sono state prese in considerazione per ottimizzare la scelta delle turbine eoliche.
  - Impatti ambientali: gli impatti ambientali del progetto sono stati presi in considerazione per ottimizzare il layout dell'impianto.

L'ottimizzazione del layout ha portato a una serie di miglioramenti rispetto all'alternativa preliminare offshore, tra cui:

- Massimizzazione della produzione di energia: ciò è stata ottenuta grazie alla migliore disposizione possibile delle turbine e all'ottimizzazione del sistema di cablaggio.
- Riduzione dei costi: la riduzione dei costi è stata ottenuta grazie all'ottimizzazione del sistema di cablaggio e alla scelta di turbine eoliche efficienti.
- Migliore accettabilità sociale: la migliore accettabilità sociale è stata valutata allo stato attuale grazie al posizionamento dell'impianto oltre le 12 Nm garantendo una riduzione significativa dell'impatto visivo e dell'impatto sulle attività economiche costiere (pesca, turismo, etc.).

Rispetto all'alternativa preliminare, la disposizione degli aerogeneratori e, conseguentemente, dei cavi inter-array è stata rivista al fine di evitare, per quanto possibile, le aree identificate come "critiche", ossia quelle in cui le indagini di campo (ROV) abbiano evidenziato la presenza di corallo nero, corallo rosso, aggregazioni di spugne (*sponge ground*) e gorgonie, nonché aree con pendenze del suolo marino eccessive, canyon, etc.

Il confronto tra l'alternativa preliminare (procedura di scoping ID\_VIP 9247) e quella progettuale, su rilievo effettuato dell'area con indicate le aree da attenzionare è mostrata in Figura 5-4.



**Figura 5-1: Confronto tra l'alternativa preliminare (Scoping) e progettuale.**

Le nuove posizioni sono quindi state ottimizzate in funzione della risorsa eolica e dell'aerogeneratore scelto per il Progetto, come rappresentato meglio nell'elaborato Relazione Tecnica di Producibilità (OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-26), al fine di massimizzare la produzione dell'impianto eolico pari a circa 2.913 ore equivalenti nette come rappresentato nella tabella sottostante.

Turbina di Progetto	Rotore (m)	Hub (m)	Potenza (MW)	Produzione (GWh/anno)	Ore Equivalenti Vel. Med. 6,85m/s
ITA_EST 15,0/310	310	200	15	1.398	<b>2.913</b>

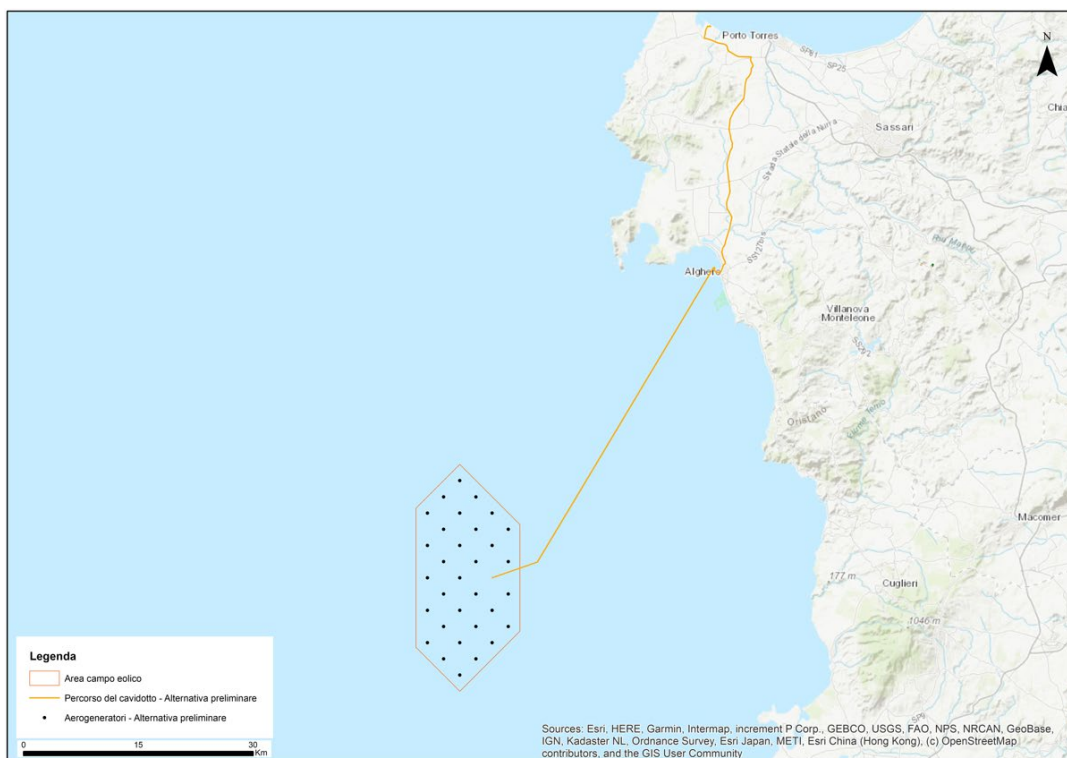
**Tabella 5-1: Distribuzione di frequenza dell'energia e della velocità del vento<sup>12</sup>.**

Infine, in merito al cavidotto di esportazione, sono stati delineati due layout successivi rispetto all'alternativa preliminare presentata durante la fase di Scoping.

<sup>12</sup> Vortex\_ERA5\_40.17N\_7.93E

### 5.2.2 Localizzazioni area nearshore

Inizialmente, era previsto che il cavidotto approdasse al porto di Alghero, per poi estendersi in area onshore fino a raggiungere la Stazione di Connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) 'Fiume Santo', situata nella località 'Cabu Aspru' nella Provincia di Sassari.

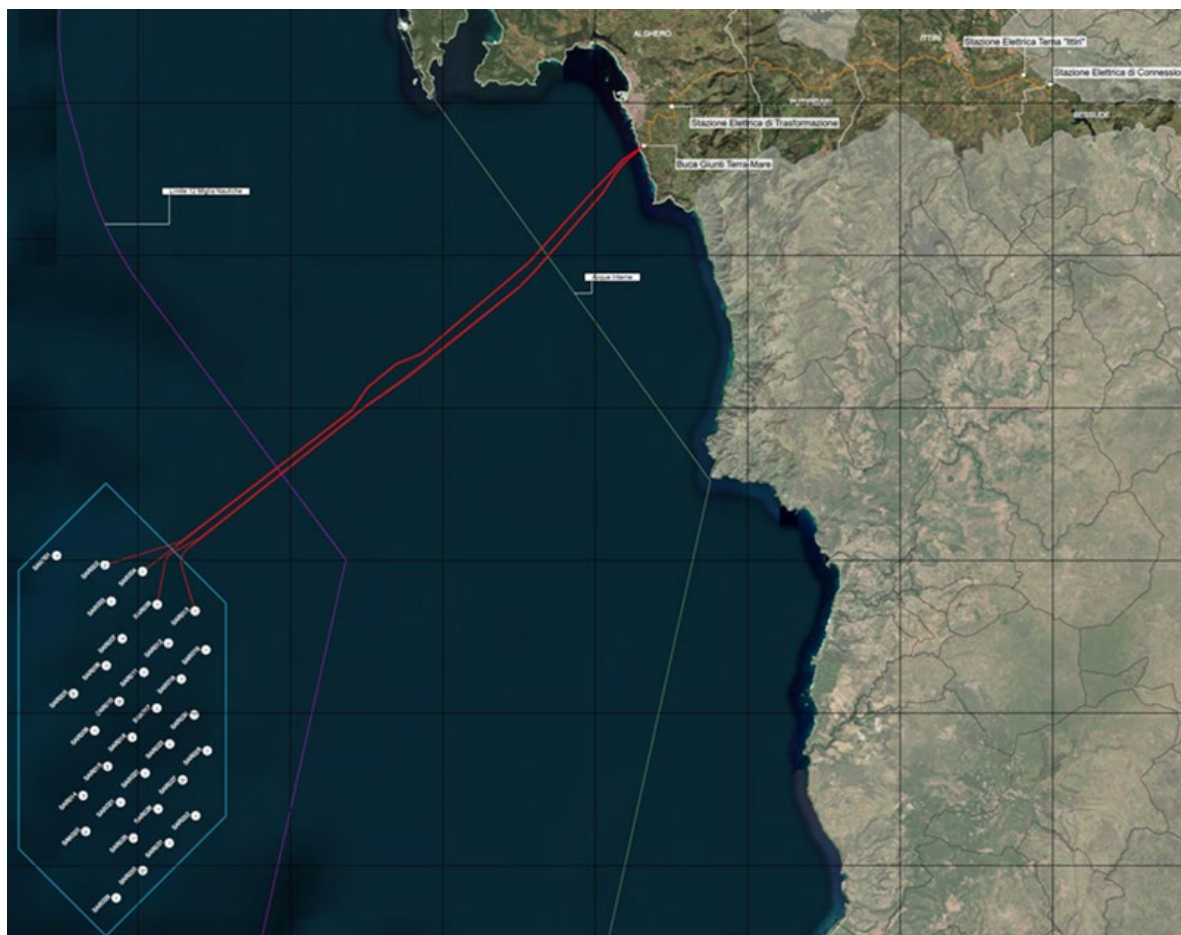


**Figura 5-2: Alternativa preliminare del percorso del cavidotto offshore e onshore, con connessione alla RTN “Fiume Santo”.**



**Figura 5-3: Dettaglio alternativa preliminare del percorso del cavidotto offshore e onshore, con connessione alla RTN “Fiume Santo”.**

Tale alternativa è stata tuttavia scartata poiché l'approdo dei cavi di esportazione marini in area portuale e il successivo passaggio dei cavi terrestri attraverso il centro abitato di Alghero presentava sfide tecniche complicate, ma soprattutto poteva creare un impatto importante durante la fase di cantiere e gestione dell'impianto.



**Figura 5-4: Alternativa di progetto del percorso del cavidotto offshore e onshore, con connessione alla RTN "Ittiri".**

Per cui, anche a seguito della decisione di Terna di assegnare una stazione di connessione (ampliamento Stazione elettrica di Ittiri) diversa rispetto a quella inizialmente proposta, è stata individuata una seconda alternativa di percorso e approdo sia offshore sia onshore, ed è stato modificato sia il punto di approdo individuato inizialmente nel Porto di Alghero, in un nuovo punto a sud, a circa un paio di km da Alghero, lungo la costa in P.ta Argentiera; e il conseguente riposizionamento del tracciato marino di esportazione offshore che prima era previsto con uscita ad est dell'aera di progetto, adesso spostato a nord est, in modo da evitare sia le criticità geologiche e geomorfologiche e ambientali presenti sul fondale marino; con conseguente riposizionamento del tracciato onshore verso la "SE di Ittiri" scartando così definitivamente l'ipotesi prevista nello scoping con connessione alle "SE di Fiume Santo".





**Figura 5-5: Area di ricerca dell'approdo. La linea rossa indica l'area di ricerca indagata. Le aree bianche, possibili alternative di posizionamento della buca giunti, la linea blu rappresenta il percorso scelto per i cavi.**

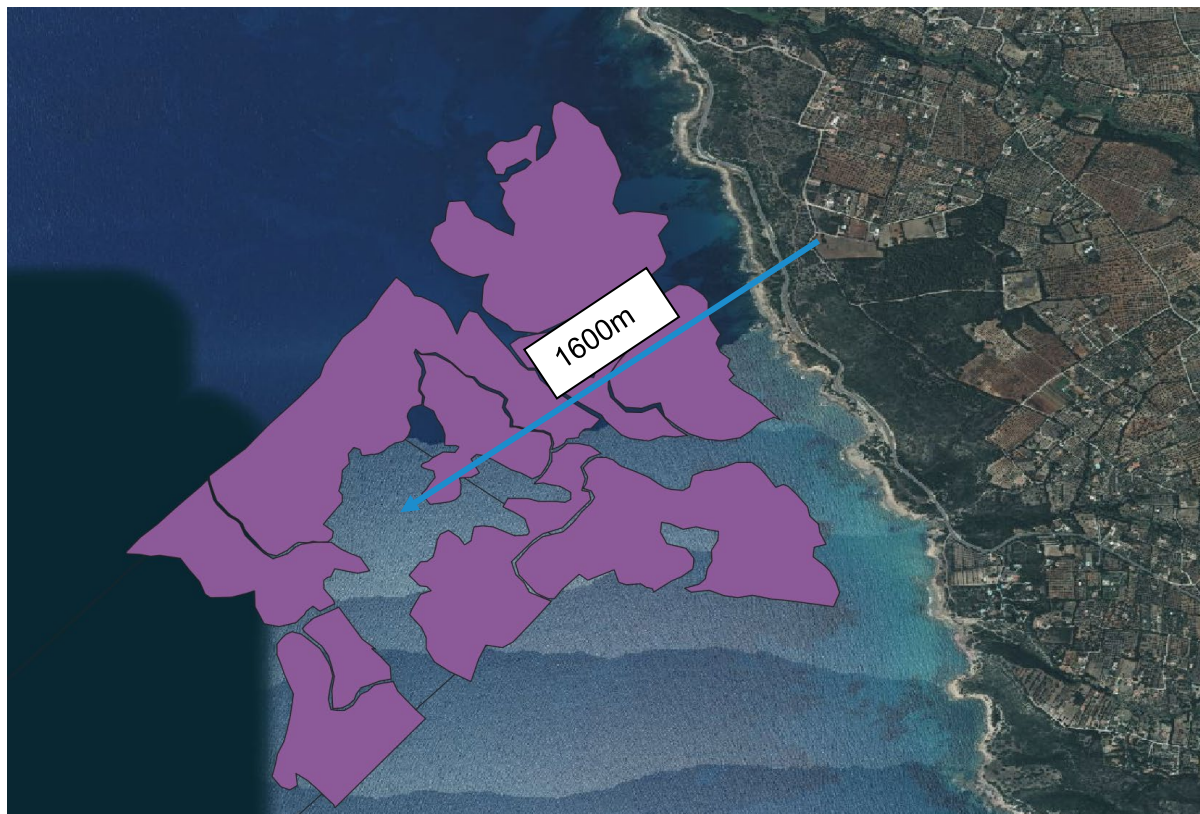
Tale soluzione è stata rivista e ottimizzata in seguito alle indagini ROV condotte in-situ, che hanno rivelato la presenza di alcune aree di pregio lungo il tracciato dell'elettrodotto marino.

L'alternativa selezionata, definita **alternativa progettuale**, è stata oggetto di uno studio approfondito finalizzato a ridurre al minimo l'interazione dell'elettrodotto di esportazione con le aree critiche identificate.

È importante evidenziare che, a causa della disposizione di tali aree lungo il corridoio, in alcuni casi, proprio per evitare o limitare possibili interazioni con le stesse, saranno implementate opportune misure di mitigazione mirate a ridurre al minimo le interferenze con il fondale marino e l'ambiente circostante.

Allo stesso modo, la scelta progettuale di arrivare a riva per mezzo della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) è stata adottata anche per ridurre significativamente

l'interazione con le aree di pregio individuate (zona di Poseidonia Oceanica) in modo da attraversare il delicato punto di transizione da mare a terra.



**Figura 5-6: Individuazione delle aree critiche nearshore.**

### 5.2.3 Localizzazioni area onshore

Una volta scartata l'ipotesi di approdo prevista nello scoping e seguendo le indicazioni nella STMG di Terna il percorso del cavidotto terrestre interrato si è sviluppato alla luce dell'analisi vincolistica effettuate con l'obbiettivo primario di minimizzazione degli impatti.

Sono state individuate più alternative possibili che hanno coinvolto sia l'ubicazione dei punti di approdo sia il percorso stradale, sia le aree delle stazioni e sottostazioni elettriche fino ad arrivare alla stazione elettrica di Ittiri (SS) individuata come soluzione di connessione nella STMG.

#### 5.2.3.1 Accertamento della disponibilità delle aree

Le aree interessate dall'intervento saranno rese disponibili, a norma di legge, grazie alla dichiarazione di pubblica utilità per gli interventi previsti a progetto, ai sensi degli artt. 52-quater e 52-quinquies del d.p.r. 327/2001. Si è proceduto di conseguenza al censimento delle interferenze e degli enti gestori:

1. Le reti esistenti nell'area d'intervento che interferiscono con le opere di progetto sono:
  - Viabilità: diverse strade locali ed interpoderali.
  - Reticolo idrografico: l'Ente di riferimento è Autorità di Bacino regionale della Sardegna.

2. Interferenze con le strutture esistenti:

- Inadeguatezza di alcune strade al transito dei mezzi pesanti durante la fase di cantiere.
- Interferenze tra i cavidotti interrati e il reticolo idrografico: posa dei cavidotti mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC).
- Interferenze con i viadotti: staffaggio o scavo approfondito.

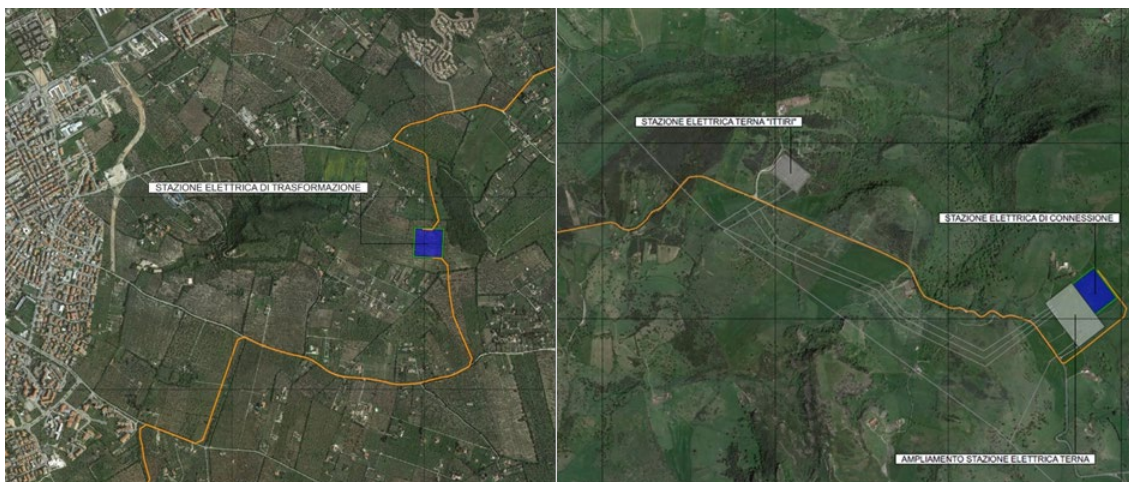


Figura 5-7: Dettaglio alternativa progettuale scelta per il posizionamento stazioni onshore.

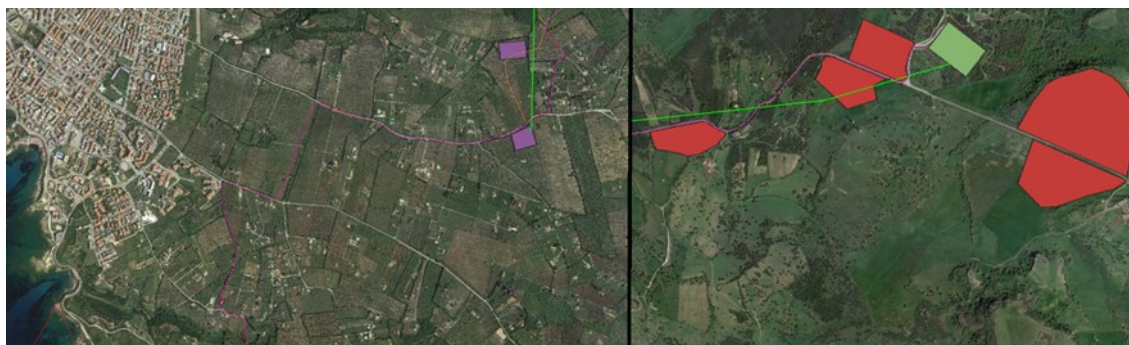


Figura 5-8: Dettaglio alternative valutate per il posizionamento delle stazioni onshore.

Come già detto in precedenza, il posizionamento del futuro ampliamento della SE Terna 380kV di Ittiri è in fase di valutazione per quanto proposto dal Capofila incaricato della progettazione delle opere di rete. Per quanto riguarda il progetto in esame la soluzione di connessione in progetto prevede che l'impianto sia connesso al futuro ampliamento di Ittiri, la cui posizione è scaturita dalle informazioni disponibili, e dovrà essere verificata ed approfondita a valle dell'emissione del relativo Benestare Tecnico.

## 5.3 Alternative tecnologiche

Il paragrafo seguente descrive le alternative tecnologiche considerate, tenuto conto sia della loro fattibilità tecnica sia del contesto ambientale. Saranno in particolar modo discusse e dettagliate le alternative tecniche relative a:

- tipologie di fondazione;
- sistemi di ormeggio;
- tecniche di installazione ed interro dei cavi AT.

### 5.3.1 Tipologie di fondazione

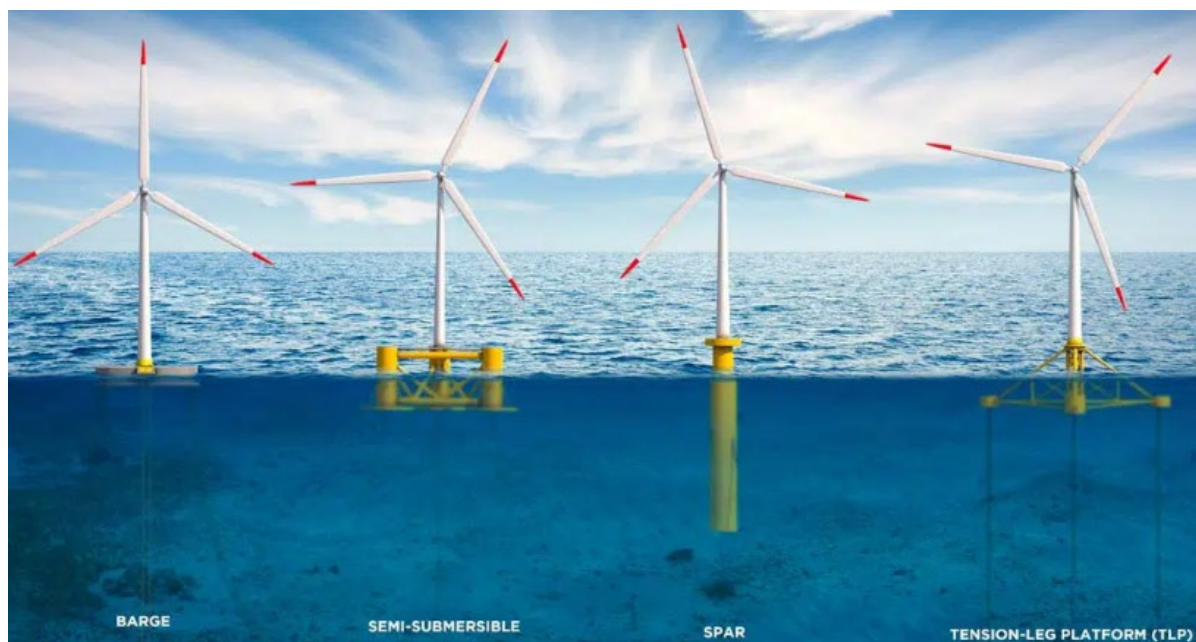
Il settore eolico offshore è attualmente dominato da turbine che utilizzano fondazioni di tipo fisso (*fixed-bottom*). Tali strutture richiedono tuttavia una ridotta profondità del fondale (generalmente non oltre i 60 m) (Stewart & Lackner, 2013; Bachynski, 2018).

La tecnologia eolica con fondazioni galleggianti è al contrario compatibile con fondali più profondi, consentendo l'accesso ad aree ad elevato potenziale energetico. Intercettando la risorsa eolica dove è più abbondante (Stewart & Muskulus, 2016), e quindi aumentando l'efficienza dell'impianto, gli impianti eolici galleggianti presentano inoltre una serie di vantaggi aggiuntivi rispetto ai *fixed-bottom*:

- L'assemblaggio degli impianti è eseguito in aree portuali e questo implica un miglioramento dell'impatto sull'ambiente marino, ed in particolare una riduzione del rumore prodotto durante le operazioni di costruzione (Maxwell et al., 2022), risultante in un minor impatto su mammiferi marini, rettili marini e risorse alieutiche. Nel caso di specie di interesse commerciale, il minor impatto si estende indirettamente anche alle attività commerciali, come la pesca.
- Grazie all'eliminazione delle opere di infissione dei pali di sostegno delle turbine nel fondo marino, viene ridotta l'emissione di rumore in fase di installazione, con conseguente riduzione dell'impatto su mammiferi marini, rettili marini e risorse alieutiche.
- Grazie alla maggior distanza degli impianti dalla linea costiera si ha un minor impatto visivo ed acustico a terra.
- Poiché le piattaforme sono ormeggiate e quindi più facilmente rimovibili, si riduce l'impatto sull'ambiente, soprattutto in termini di rumore durante la fase di dismissione. Il decommissioning delle turbine fisse solitamente prevede una rimozione parziale (tramite taglio) della fondazione, seguita dal trasporto delle componenti su mezzi specializzati come *heavy lift vessels*. Nel caso delle piattaforme galleggianti, invece, la dismissione può avvenire mediante lo scollegamento delle linee di ormeggio e delle ancore, seguito dal trasporto a terra della fondazione tramite rimorchiatori.

La soluzione galleggiante - rispetto al *fixed-bottom* - offre pertanto accesso ad aree a maggior potenziale energetico e può comportare una riduzione dell'impatto visivo e acustico nonché degli impatti sulla fauna mobile (soprattutto in fase di costruzione).

Esistono sul mercato quattro principali tipologie di fondazioni galleggianti, rappresentati nella seguente Figura 5-14.



**Figura 5-9: Principali tipologie di fondazioni galleggianti attualmente adottate per l'eolico marino<sup>13</sup>.**

Per il Progetto Mistral è stata selezionata la tipologia di fondazione “*semi-submersible*” (semi-sommersibile). Attualmente tale tecnologia è considerata la più efficiente sia in termini di costi che di installazione<sup>14</sup>.

Tale tipologia di fondazione presenta infatti il vantaggio di poter essere interamente assemblata in area portuale (inclusa l'installazione delle turbine) e di richiedere, per il trasporto in area offshore, la presenza di convenzionali rimorchiatori e non di mezzi speciali, come avviene invece nel caso delle fondazioni del tipo “*spar buoy*” (*boa ad asta*) (IRENA, 2016).

A confronto con altre tipologie di fondazioni, come la “*spar buoy*” o la “*barge*” (chiatta), le strutture semi-sommersibili offrono una notevole stabilità complessiva, con angoli di inclinazione massima ridotti e minori momenti flettenti alla base della torre, oltre a una notevole capacità di tenuta al moto ondoso che consente una progettazione ottimizzata del sistema di ancoraggio.

Confrontando la fondazione semi-sommersibile con la “*Tension-Leg Platform*” (TLP), che potrebbe essere considerata più adatta a resistere a condizioni meteo-oceaniche avverse, vale la pena notare che la piattaforma TLP pone maggiori sfide durante alcune fasi fondamentali del progetto (ad esempio, il rimorchio al sito di installazione), oltre ad aumentare la complessità di altre fasi, come la progettazione degli ancoraggi e dello *Station Keeping System* (SKS) o le operazioni di aggancio.

<sup>13</sup> ICCP Floating - Corrosion

<sup>14</sup> Taboada, 2015

### 5.3.2 Sistemi di ormeggio

Esistono in commercio numerose tipologie di ormeggio, tra cui le principali sono il sistema a catenaria (*catenary*), il sistema semi-teso (*semi-taut*) e il sistema tendine/TLP (*Tendon/TLP*).

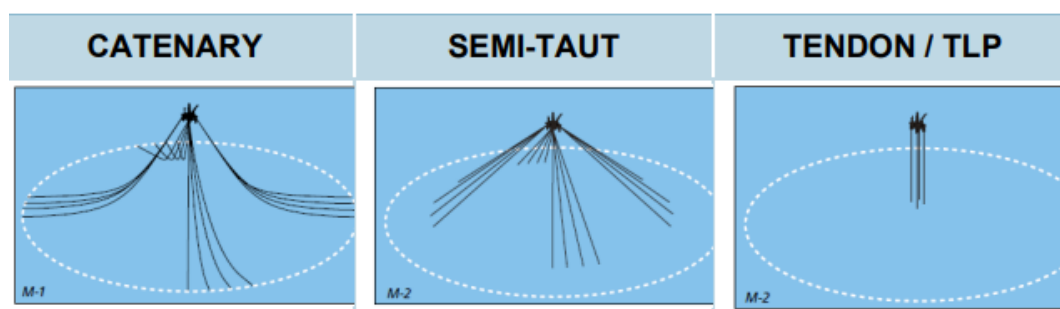
La scelta dell'uno o l'altro sistema di ormeggio è subordinata alla batimetria dell'area nonché alla tipologia di fondazione flottante considerata.

Il sito scelto per ospitare il campo eolico Mistral presenta una profondità variabile tra 250 e 1350 metri, caratteristica che rende incompatibili sia i sistemi di ormeggio a catenaria che quelli a tendini/TLP.

In acque molto profonde (> 250 m), il sistema a catenaria potrebbe risultare infatti eccessivamente pesante, causando una curvatura nella forma della catena e compromettendo la forza di ripristino esercitata dalla linea.

Inoltre, poiché il peso della catena sarà sostenuto dalla piattaforma galleggiante, riducendo la capacità di carico utile della fondazione.

Per quanto riguarda il sistema tendine/TLP, esso risulta incompatibile con la tipologia di fondazione galleggiante scelta per il Progetto in esame (semi-sommergibile), essendo specificamente progettato per le fondazioni *Tension leg*.



**Figura 5-10: Tipologie di sistemi di ormeggio. Da sinistra, Catenaria (Catenary), sistema semi-teso (Semi-taut), sistema a Tendine/TLP (Tendon/TLP).**

Considerate le caratteristiche batimetriche dell'area, per il Progetto Mistral è stata scelta una configurazione di ancoraggio avente caratteristiche intermedie tra il sistema a catenaria e quello semi-teso.

La configurazione selezionata consiste in una porzione di corda sintetica centrale connessa alle estremità ad una porzione di catena in acciaio. Superiormente, la porzione in acciaio si connette alla fondazione galleggiante, inferiormente la porzione in acciaio prende contatto con il fondo marino e con l'ancoraggio. Le linee di ormeggio sintetiche stanno riscuotendo sempre maggior popolarità rispetto alle linee in acciaio. Le linee di ormeggio che impiegano tali materiali risultano infatti leggere, altamente elastiche e meno soggette a danni da fatica rispetto alle loro controparti in acciaio.

A questo stadio, è stato considerato un layout di 2 linee di ormeggio per ogni "cluster" di ormeggio (disposizione 3x2) al fine di massimizzare la probabilità del mantenimento della posizione in caso di rottura di una singola linea e garantire una miglior stabilità del complesso cavi/ancore.

## 5.4 Altre possibili alternative

### 5.4.1 Alternative cromatiche

#### 5.4.1.1 Aerogeneratori

La scelta del colore degli aerogeneratori dipende solitamente dal produttore, dalla posizione del campo eolico e dalle normative locali. Uno dei colori più comunemente utilizzati e preferibili (e quello proposto per il progetto Mistral) è il grigio chiaro, per le motivazioni di seguito elencate:

- **Visibilità:** la scelta del grigio chiaro come colore predominante per le turbine eoliche è motivata dalla sua elevata visibilità, soprattutto a lunghe distanze. La necessità di garantire la sicurezza richiede che le turbine eoliche siano facilmente rilevabili sia da aerei che da altri mezzi potenziali. Il colore grigio chiaro è quindi selezionato strategicamente per ottimizzare la visibilità e contribuire agli standard di sicurezza dell'impianto eolico.
- **Estetica:** il grigio chiaro è un colore neutro e discreto che tende a fondersi con vari paesaggi. Ciò aiuta a ridurre al minimo l'impatto visivo delle turbine eoliche sull'ambiente circostante, rendendole più accettabili per le comunità locali.
- **Riflessione del calore:** i colori chiari, compreso il grigio chiaro, riflettono più luce solare e calore rispetto ai colori scuri. Ciò evita che la torre della turbina e altri componenti assorbano calore eccessivo, che potrebbe influire sulle loro prestazioni o sull'integrità strutturale.
- **Standardizzazione:** L'impiego di un colore uniforme per le turbine eoliche come il grigio chiaro contribuisce alla standardizzazione e semplifica le operazioni di manutenzione e riparazione.
- **Conformità normativa:** Il grigio chiaro è generalmente conforme alle più comuni normative nazionali e internazionali.

Considerato quanto sopra, conformemente alle direttive emesse dagli enti di volo militare e civile (ENAC) e al fine di garantire la sicurezza della navigazione aerea, **le pale degli aerogeneratori saranno marcate con tre bande orizzontali, di cui due rosse e una bianca, situate sulla parte distale di ciascuna pala.**

Nel contesto delle alternative progettuali, sono state esaminate diverse soluzioni cromatiche per le pale e la torre, oltre al colore standard (grigio chiaro).

Questa valutazione ha avuto lo scopo di esplorare il potenziale beneficio di tali opzioni nel mitigare il rischio di collisione per gli uccelli e nell'attenuare l'impatto visivo.

Nella trattazione, è stata condotta un'analisi approfondita basata su un numero limitato di casi studio riguardanti alternative cromatiche specifiche per le pale, con particolare attenzione alla colorazione nera di una pala per ridurre il rischio di collisione con gli uccelli (NREL, 2003), (May et al., 2020), e per la torre (Stokke et al., 2020).

L'applicabilità universale e l'efficacia di tali soluzioni non sono ancora state comprovate.

La verniciatura nera di una pala solleva le seguenti preoccupazioni:

- A Smøla (Norvegia), il soleggiamento genera temperature massime di 15°C (dato quarantennale medio di agosto); nel Mediterraneo (Sicilia) si raggiungono temperature superiori a 30°C ed un corpo nero, esposto ad insolazione per oltre 10 ore a tali temperature può subire danneggiamenti strutturali irreversibili dovuti alle dilatazioni termiche.
- Assorbimento di calore: il maggior assorbimento di calore del colore nero della pala comporta, rispetto ad altri pigmenti, un surriscaldamento delle superfici mediamente di 11°C, con un potenziale conseguente indebolimento strutturale ed aumento dei fenomeni di delaminazione ed una conseguente minor vita utile della componente.
- Degradazione del pigmento: è attesa una degradazione del pigmento a causa dell'esposizione ai fenomeni atmosferici più rapida di quella di altri pigmenti già testati;
- Difficoltà di ispezione visiva durante la manutenzione: la vernice nera rende più difficile l'ispezione visiva di eventuali danni durante la manutenzione dei componenti. Inoltre, bisognerebbe modificare i software attualmente utilizzati che analizzano immagini fotografiche per identificare eventuali stress sulla pala. La mancata identificazione di danni superficiali aumenta il rischio di danni maggiori con effetti sulla sicurezza.
- Sbilanciamento del peso delle pale: la verniciatura aggiungerebbe un peso considerevole alla pala, creando uno sbilanciamento in grado potenzialmente di aumentare l'usura delle parti del rotore e problemi di riequilibratura.
- Problematiche legate alla produzione e fornitura di ricambi: l'introduzione di una pala nera dovrebbe essere accompagnata da una modifica degli attuali sistemi di verniciatura e introdurrebbe una ulteriore difficoltà di approvvigionamento di parti di ricambio in un mercato già fortemente condizionato da una domanda crescente;
- La colorazione della pala nera pone inoltre potenziali conflitti con la normativa ENAV/ENAC relativamente alla sicurezza della navigazione aerea.

Pertanto, a fronte della relativa incertezza sull'efficacia della colorazione nera della pala nell'evitare la collisione degli uccelli, e in considerazione dei rischi potenzialmente derivanti dalla colorazione sull'integrità, la manutenzione ed il funzionamento delle turbine, si è scelto di non adottare questa soluzione ma di gestire i rischi di collisione degli uccelli con le turbine attraverso le strategie descritte nello SIA.

#### **5.4.1.2 Fondazioni galleggianti**

Al fine di garantire la visibilità alle navi e quindi la sicurezza della navigazione, la struttura della fondazione intorno al fuso dal livello massimo della marea sarà verniciata di giallo. Considerate le notevoli dimensioni delle fondazioni galleggianti e la loro colorazione, si ritiene che esse possano costituire un ostacolo visivo sufficiente ad evitare collisioni da parte degli uccelli, più spiccatamente di uccelli marini che volano a quote di pochi metri sul livello del mare.





Figura 5-11: Esempio di fondazione galleggiante di colore giallo.

## 5.5 Soluzione di connessione alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale)

Il progetto in esame verrà collegato alla RTN per mezzo di una Stazione Elettrica di Connessione da realizzarsi in agro del comune di Bessude (SS), questa per come definito nella relativa STMG (CP 202200563), dovrà essere connessa ad un futuro ampliamento dell'attuale Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN 380/150kV denominata "Ittiri".


	<p><b>Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica con potenza in immissione pari a 480 MW da realizzare nel Comune di ALGHERO (SS) e SASSARI (SS). Codice Pratica: 202200563.</b></p>
<p>La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che il Vs. impianto venga collegato in antenna a 380 kV sulla sezione a 380 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN 380/150 kV "Ittiri", previo ampliamento della stessa e previa realizzazione dei seguenti interventi previsti da Piano di Sviluppo Terna:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- collegamento HVDC Continente - Sicilia – Sardegna (Tyrrhenian link);</li> <li>- collegamento HVDC SACOI 3.</li> </ul>	

Figura 5-12: Stralcio Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG).

L'opera di rete per come indicata da Terna, e accettata dalla Società, prevede la realizzazione di un futuro ampliamento dell'attuale Stazione Elettrica di Ittiri, oltre ad alcuni interventi già previsti nel Piano di Sviluppo di Terna, che sono già in fase avanzata di autorizzazione e prossima realizzazione.

Per il nuovo ampliamento della Stazione Elettrica Ittiri si precisa che la redazione del Progetto Tecnico delle Opere (PTO) da sottoporre al Benestare di Terna, risulta in capo ad altra società Capofila.

Allo stato attuale, da interlocuzioni avute con la società Capofila, è stato possibile già indentificare in prima analisi l'area candidata (incluse le alternative considerate) ad ospitare il futuro ampliamento, nonché i relativi raccordi AT all'esistente Stazione Elettrica di Ittiri.

Pertanto, la Stazione Elettrica di Connessione è stata collocata nelle immediate vicinanze delle posizioni ritenute più idonee all' ampliamento della esistente Stazione Elettrica di Ittiri di modo da ridurre al minimo i collegamenti AT interrati tra le stesse.



**Figura 5-13: Ipotesi di Connessione alla RTN**

## 6. Analisi ambientale e vincolistica

Il presente capitolo, analizza e approfondisce le tematiche ambientali e vincolistiche che determinano l'area del progetto Mistral.

### 6.1 Piano di gestione dello spazio marittimo

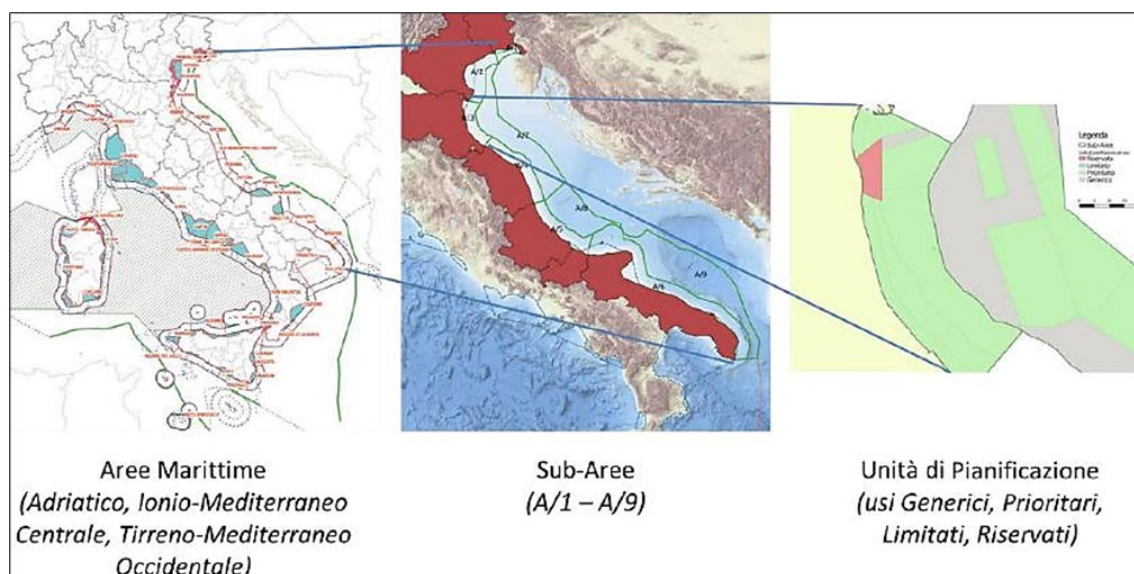
La pianificazione dello spazio marittimo, nell'ambito dell'ingegneria offshore, è essenziale per promuovere lo sviluppo sostenibile delle economie marine, la conservazione dell'ambiente e la resilienza al cambiamento climatico. La Direttiva 2014/89/UE impone agli Stati Membri di elaborare e attuare un "Piano di Gestione dello Spazio Marittimo" (PGSM), che mira a coordinare settori come energia, trasporti marittimi e pesca per garantire uno sviluppo sostenibile.

L'Unione europea considera la Pianificazione dello Spazio Marittimo (PSM) un importante strumento politico per raggiungere obiettivi di sostenibilità, anche sociali ed economici, nel rispetto dell'ecosistema marino. L'Italia, recependo la Direttiva, ha istituito un quadro normativo che assegna al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il compito principale nella sua implementazione.

Attualmente, l'Italia sta elaborando il suo PGSM, coinvolgendo il pubblico nel processo decisionale. Questo piano tiene conto delle interazioni tra terra e mare, delle attività attuali e future nello spazio marittimo e dei loro impatti sull'ambiente.

Le attività che possono essere incluse nei Piani di Gestione comprendono, tra le altre, l'acquacoltura, la pesca, l'estrazione di risorse energetiche, le rotte di trasporto marittimo, i siti di conservazione della natura, la ricerca scientifica e il turismo.

In conformità con le disposizioni legislative, l'Italia ha approvato linee guida per la preparazione dei suoi PGSM, suddividendo le aree marine in tre sotto-regioni. Per ogni area, vengono definiti obiettivi di pianificazione coerenti con quelli nazionali e internazionali, con particolare attenzione alle "Unità di Pianificazione", che regolamentano specifiche vocazioni d'uso nelle sub-aree.



**Figura 6-1: Struttura del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo.**

Il Piano di gestione dello spazio marittimo è un documento di primaria importanza che si colloca al vertice della pianificazione della gestione del territorio marino. È considerato un "superpiano" insieme ad altri strumenti come il Piano di bacino e il Piano paesaggistico. Secondo le direttive europee e nazionali, il suo obiettivo principale è fornire orientamenti strategici per le varie aree marine e sotto-aree, fungendo da base per altre azioni di pianificazione e per il rilascio di concessioni o autorizzazioni.

Il Piano fornisce indicazioni dettagliate, a seconda delle caratteristiche delle diverse aree, riguardo alla distribuzione spaziale e temporale degli usi marittimi, alle modalità di svolgimento di tali usi e alla previsione di incentivi. Si articola su diverse scale, prevedendo misure nazionali, sub-regionali e locali, e individua le Unità di Pianificazione (UP) all'interno delle sub-aree, assegnando loro attributi tipologici (Uso Generico, Prioritario, Limitato o Riservato) in base a criteri specifici.

Le UP di tipo Prioritario, Limitato e Riservato ricevono indicazioni specifiche riguardanti settori d'uso e/o temi prioritari, contribuendo così a garantire uno sviluppo sostenibile dei settori marittimi e la promozione della coesistenza tra gli usi del mare.

La Tabella 6-1 riporta l'elenco degli usi/settori e dei temi con valenza trasversale utilizzati per le attribuzioni di vocazione alle UP.

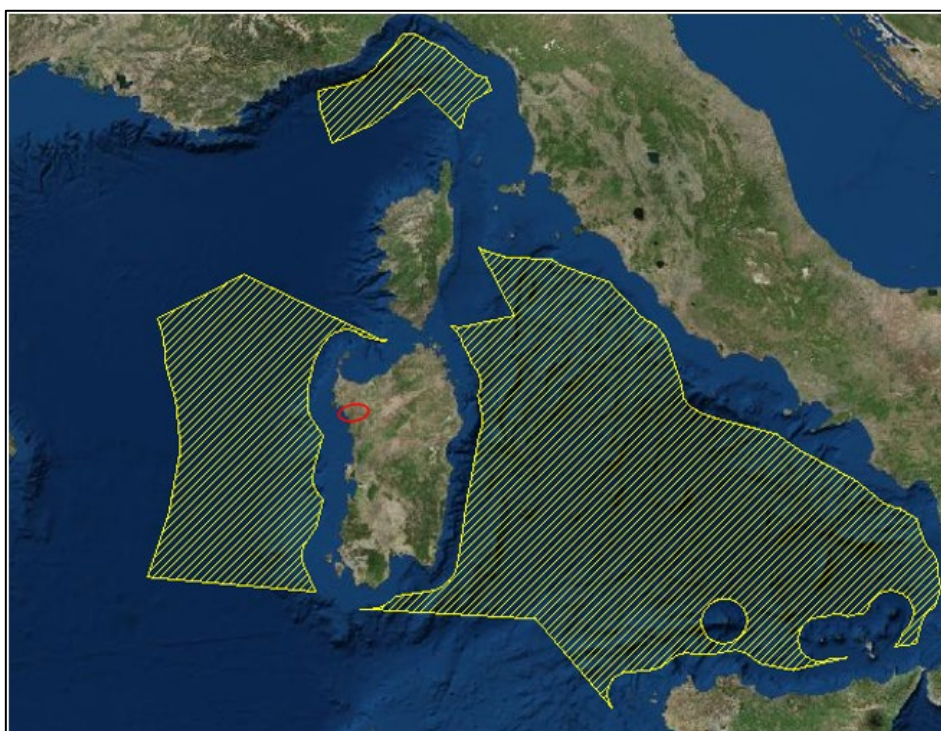
	Usi / Settori e Temi trasversali con "Obiettivi Strategici"	Codice	Eventuali sotto-usi
Principi trasversali	Sviluppo sostenibile	-	-
	Protezione ambiente e risorse naturali	n	-
	Paesaggio e patrimonio culturale	ppc	Paesaggio costiero Patrimonio culturale sottomarino
Usi e settori	Turismo costiero e marittimo	t	Turismo balneare Turismo esperienziale (e.g., ecoturismo, pesca-turismo, diving, ecc.)
	Acquacoltura	a	-
	Pesca	p	Pesca commerciale
			Pesca artigianale
			Pesca ricreativa
	Trasporto marittimo e portualità	tm	Trasporto merci
			Trasporto passeggeri
	Energia	e	Energie rinnovabili
			Cavi e condutture
	Esplorazione ed estrazioni minerarie e di idrocarburi		Estrazione idrocarburi
	Sicurezza marittima, della navigazione e sorveglianza	s	-
	Ricerca scientifica e innovazione	ri	-
Difesa costiera	dc	-	
<b>Altri Usi / Settori da considerare per le UP</b>			
	Telecomunicazioni	tlc	-
	Immersione a mare di sedimenti dragati	isd	-
	Prelievo di sabbie relitte	sa	-
	Infrastrutture (usi industriali legati ad attività portuali)	i	-
	Difesa	d	-

**Tabella 6-1: Elenco dei Temi trasversali, degli Usi/settori e dei suoi sotto-usi.**

La Regione Autonoma della Sardegna ha istituito un Tavolo Inter-assessoriale per coordinare le azioni dell'Amministrazione regionale nel processo pianificatorio previsto dalla direttiva europea 89/2014/UE e dal decreto legislativo italiano 201/2016.

Successivamente, con una Delibera di Giunta, ha approvato il "Documento di posizionamento della Regione Autonoma della Sardegna nell'ambito del processo di pianificazione nazionale" che definisce gli obiettivi di pianificazione per il mare e la costa.

Le opere offshore del progetto sono previste nell'Area Marittima "Tirreno – Mediterraneo Occidentale", la quale è delimitata da varie disposizioni normative e confini territoriali, e presenta tre diverse Zone di Protezione Ecologica: Mar Ligure, Mar Tirreno e Mediterraneo nord-occidentale.



**Figura 6-2: Localizzazione delle ZPE dell'area marittima "Tirreno – Mediterraneo Occidentale" (in rosso è indicata la posizione del Progetto).**

La Convenzione di Montego Bay del 1982 disciplina le acque interne lungo la costa tirrenica, così come attorno alle coste sarde e siciliane. Queste acque sono suddivise in 11 sub-aree, di cui sette si trovano all'interno delle acque territoriali e quattro in aree di piattaforma continentale. Le sub-aree sono definite come segue:

1. MO/1 – Acque territoriali Liguria;
2. MO/2 – Acque territoriali Toscana;
3. MO/3 – Acque territoriali Lazio;
4. MO/4 – Acque territoriali Campania e Basilicata;
5. MO/5 - Acque territoriali Calabria;

6. MO/6 – Acque territoriali Sicilia;
7. MO/7 – Acque territoriali Sardegna;
8. MO/8 – ZPE Mar Ligure;
9. MO/9 – ZPE Tirreno Settentrionale;
10. MO/10 – Piattaforma continentale e ZPE Tirreno Meridionale ed Orientale;
11. MO/11 – Piattaforma continentale e ZPE Tirreno Occidentale e Sardegna Occidentale.

I criteri utilizzati per definire queste sub-aree includono i confini giurisdizionali, i limiti amministrativi regionali, i perimetri delle sub-aree geografiche di pesca (GSA FAO-GFCM) e le Zone di Protezione Ecologica (ZPE). Si è tenuto conto della necessità di preservare l'integrità delle sub-aree geografiche di pesca (GSA), integrando le misure adottate a livello del settore con quelle relative ad altri usi del mare. Le sub-aree offshore sono state identificate in base ai confini delle Zone di Protezione Ecologica (ZPE) e agli accordi in essere sulla piattaforma continentale.



**Figura 6-3: Delimitazione e zonazione interna dell’Area “Tirreno-Mediterraneo Occidentale” (in rosso la localizzazione del progetto offshore).**

La strategia per lo sviluppo delle attività marittime nel Mar Tirreno e nel Mediterraneo Occidentale è strettamente legata agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) e all’Agenda 2030. Si mira a sostenere in modo sinergico il consolidamento dell’economia marittima,

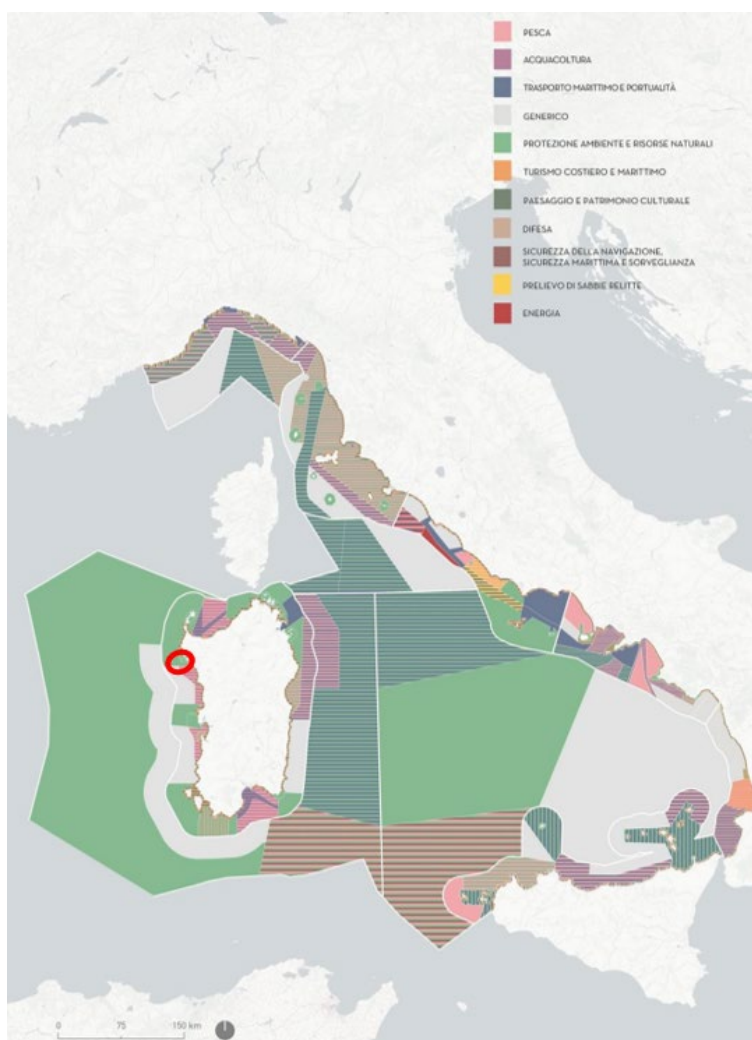
includendo sia settori tradizionali (come il turismo e la pesca) che emergenti (come le energie rinnovabili e la biotecnologia blu), tutti orientati ai principi dell'economia circolare.

L'area è ricca di aree marine protette, parchi e siti Natura 2000, e la tutela di questo patrimonio naturale è fondamentale per uno sviluppo sostenibile, specialmente nel turismo.

Si promuove uno sviluppo sostenibile delle filiere ittiche, includendo la pesca sostenibile e l'acquacoltura ecologicamente responsabile.

Gli hub portuali sono cruciali nel Mediterraneo e servono sia scopi commerciali che turistici, quindi è prioritaria un'organizzazione razionale ed efficiente dei trasporti marittimi, considerando anche la tutela ambientale.

La visione integrata della strategia è rappresentata nella Figura 6-4, che indica le Unità di Pianificazione e le vocazioni prioritarie nell'area.



**Figura 6-4: Unità di Pianificazione dell'Area "Tirreno-Mediterraneo Occidentale" (in rosso il Progetto offshore).**

Le opere offshore previste da Progetto ricadono all'interno della sub-area MO/7 comprendente le acque territoriali della Sardegna e della sub-area MO/11 Piattaforma continentale e ZPE Tirreno Occidentale e Sardegna Occidentale.

### Sub - Area MO/7 – Acque territoriali Sardegna

In Figura 6-5 sono rappresentati in maniera sintetica e semplificata i principali usi del mare e della costa presenti nella sub-area. Nell'area marittima in oggetto i principali usi del mare sono: il turismo costiero, il trasporto marittimo, la protezione dell'ambiente e delle risorse naturali, la protezione del paesaggio e del patrimonio culturale, le attività connesse alla difesa, l'acquacoltura e la pesca. La Figura 6.6 rappresenta, invece, le Unità di Pianificazione (UP) e le vocazioni d'uso individuate per la sub-area MO/7.



**Figura 6-5: Mappa di sintesi dei principali usi presenti nella sub-area MO/7 (in rosso il Progetto offshore).**



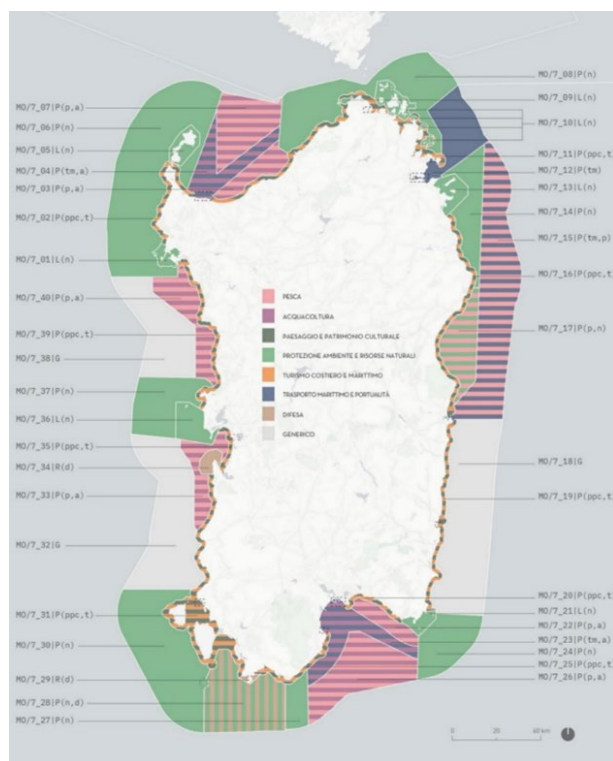


Figura 6-6: Unità di Pianificazione della sub-area MO/7 (dettaglio in Figura 6-7).

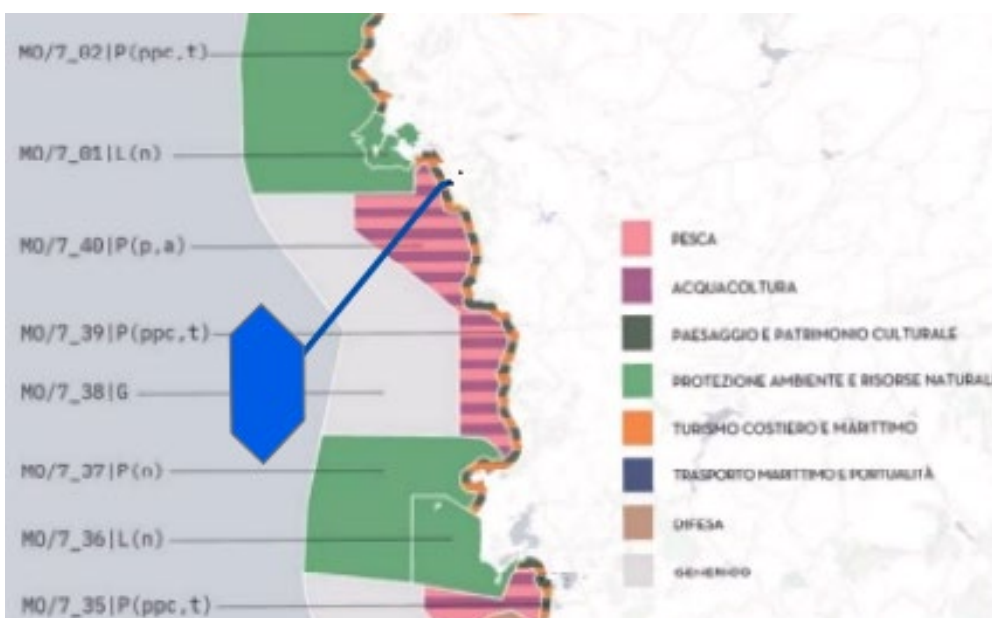


Figura 6-7: Sovrapposizione tra l'ubicazione delle opere offshore previste da Progetto (in blu) e le Unità di Pianificazione della sub-area MO/7.

La Regione Autonoma della Sardegna riconosce l'importanza strategica dell'economia marittima, nota come Blue Economy, e del suo sviluppo sostenibile, definito come Sustainable Blue Growth. Oltre ai settori tradizionali come il turismo, il commercio, i trasporti, la pesca e

l'acquacoltura, si stanno sviluppando settori emergenti ad alto tasso di innovazione, tra cui l'energia da fonti rinnovabili marine, l'economia circolare legata al recupero dei rifiuti in mare e la biotecnologia blu. Questi settori richiedono politiche integrate di supporto.

La pianificazione specifica si articola attraverso obiettivi specifici (OS) che considerano in modo integrato il sistema degli usi attuali, i loro trend e le caratteristiche ambientali dell'area marittima. Gli obiettivi specifici riguardano principalmente i seguenti settori e usi del mare e della costa:

- Sicurezza marittima, della navigazione e sorveglianza;
- Pesca;
- Acquacoltura;
- Trasporto marittimo e portualità;
- Energia;
- Difesa costiera;
- Turismo costiero e marittimo;
- Protezione dell'ambiente e delle risorse naturali;
- Paesaggio e patrimonio culturale;
- Ricerca scientifica e innovazione.

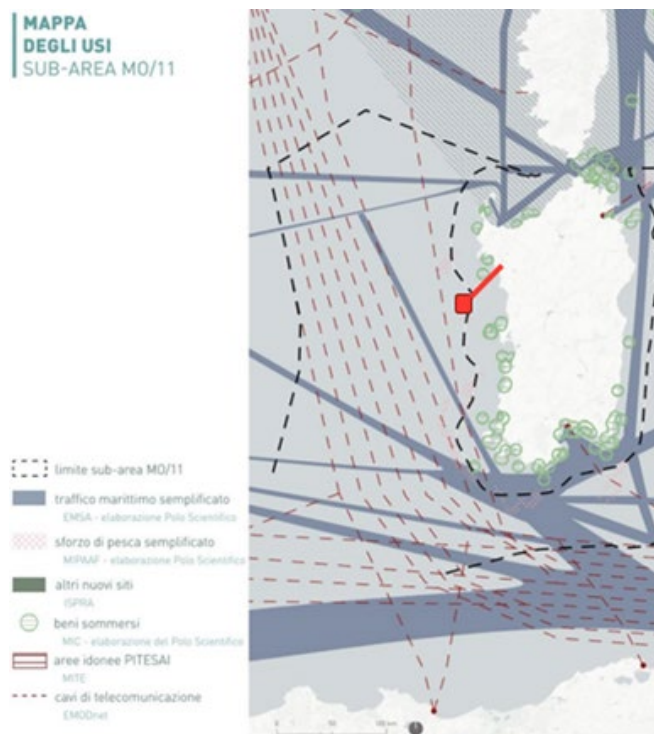
Nella sub-area MO/7, gli obiettivi individuati nel settore energetico sono elencati nella Tabella 6-2 del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo "Tirreno – Mediterraneo Occidentale".

Obiettivo Generale – SVILUPPO SOSTENIBILE		
Contribuire al raggiungimento degli obiettivi della Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS) in linea con i cinque pilastri individuati nella Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile		(i) Una Sardegna più intelligente
		(ii) Una Sardegna più verde
		(iii) Una Sardegna più connessa
		(iv) Una Sardegna più sociale
		(v) Una Sardegna più vicina ai cittadini
Settore di riferimento	Codice	Obiettivo specifico
Energia	(MO/7)OSP_E 01	Contribuire alla decarbonizzazione promuovendo il ricorso all'uso delle energie rinnovabili marine quali l'energia dal moto ondoso marino per favorire l'elettrificazione dei porti o altre zone urbanizzate, o l'energia eolica offshore su impianti flottanti, ubicati in aree, non visibili dalla terraferma, non soggette a tutela ambientale ed estranee a zone abituali di pesca; favorire la creazione di una catena globale del valore nel territorio regionale basata sulle energie rinnovabili marine.
	(MO/7)OSP_E 02	Favorire l'autosufficienza energetica dei porti ed il loro inquadramento quali "Green Ports", mediante il ricorso a nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili in ambito portuale e nuovi processi per l'integrazione di problematiche di carattere ambientale ed energetico.
	(MO/7)OSP_E 03	Promuovere l'elettrificazione delle banchine portuali in linea con quanto previsto dalla Direttiva Europea "sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi" – DAFI 2014/94/EU.

**Tabella 6-2: Obiettivi energetici specifici per la sub-area MO/7.**

### Sub - Area MO/11 – Piattaforma continentale e ZPE Tirreno Occidentale e Sardegna Occidentale

I principali usi del mare presenti nella sub-area MO/11 sono rappresentati in maniera sintetica e semplificata in Figura 6-8. Nell'area marittima in oggetto i principali usi del mare sono: il trasporto marittimo, la protezione dell'ambiente e delle risorse naturali, i cavi di telecomunicazione e la pesca. La Figura 6.9 rappresenta, invece, le Unità di Pianificazione (UP) e le vocazioni d'uso individuate per la sub-area MO/11.



**Figura 6-8: Mappa di sintesi dei principali usi presenti nella sub-area MO/11 (in rosso il Progetto Offshore).**



**Figura 6-9: Unità di Pianificazione della sub-area MO/11 e sovrapposizione con le opere offshore previste da Progetto (in blu).**

Dalla Mappa delle Unità di Pianificazione (UP) identificate dal Piano di Gestione dello Spazio Marittimo “Tirreno – Mediterraneo Occidentale” per la sub-area MO/11 (Figura 6-9) è possibile osservare come sia l'impronta del campo eolico offshore che parte del cavidotto marino ricadano in un'area individuata come G, ovvero ad uso generico (in grigio).

### **Obiettivi specifici**

La strategia di sviluppo delle attività marittime nella sub-area MO/11, comprendente la Piattaforma continentale e ZPE Tirreno Occidentale e Sardegna Occidentale, è fortemente orientata verso gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) e mira alla crescita e allo sviluppo equilibrato dei settori marittimi nel medio-lungo periodo, in linea con il Green Deal europeo. L'area presenta una varietà di habitat, condizioni ambientali e comunità biologiche, ed è attraversata da rotte migratorie di numerose specie marine. È protetta da vari strumenti di gestione ambientale, ma è necessario coordinare e rafforzare tali strumenti per garantire la tutela a lungo termine dei servizi ecosistemici forniti dall'area. I traffici marittimi sono significativi, soprattutto per i collegamenti con la Sardegna. La parte nord dell'area è classificata come PSSA, evidenziando la necessità di gestire in modo coordinato il traffico marittimo. Con la prevista crescita del settore del trasporto marittimo nel Mediterraneo, è cruciale orientarsi verso la sostenibilità ambientale e ridurre gli impatti ambientali. L'attività di pesca è importante per le economie locali, soprattutto nelle aree con morfologia idonea. È necessario mantenere sistemi di gestione adeguati per garantire la sostenibilità delle risorse ittiche.

L'area ha un potenziale significativo per lo sfruttamento delle energie rinnovabili, sia eolica che ondosa, e questo potenziale dovrebbe essere preservato e potenziato per favorire la

transizione energetica verso le energie marine rinnovabili. Gli obiettivi specifici riguardano diversi settori e usi del mare, tra cui il trasporto marittimo e la portualità, la pesca, la protezione dell'ambiente e delle risorse naturali, la sicurezza marittima e la navigazione, l'energia, il paesaggio e il patrimonio culturale.

Gli obiettivi individuati in ambito energetico per la sub-area MO/11 sono riportati nella seguente Tabella 6-3.

Settore di riferimento	Codice	Obiettivo specifico
Energia	(MO/11)OSP_E 01	Contribuire a favorire la transizione energetica verso fonti rinnovabili e a ridotte emissioni attraverso lo sviluppo della produzione di energie rinnovabili a mare
	(MO/11)OSP_E 02	Perseguire la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare.

**Tabella 6-3: Obiettivi energetici specifici per la sub-area MO/11.**

## 6.2 Piano Regolatore Portuale (PRP)

Il Piano Regolatore Portuale (PRP) è uno strumento di pianificazione strutturale del territorio portuale, regolato dalla legge n. 84 del 28 gennaio 1994 e successive modifiche. Si estende su un orizzonte temporale di medio/lungo termine e ha l'obiettivo di definire le scelte strategiche per lo sviluppo e l'assetto funzionale dell'area portuale. Oltre a individuare le caratteristiche e le destinazioni delle aree portuali, il PRP è fondamentale per garantire l'efficacia delle attività portuali e per coordinarsi con altri documenti di pianificazione territoriale nazionali, valorizzando al contempo il contesto urbano e ambientale.

Nella fase di progettazione, sono state considerate due aree portuali potenzialmente adatte per le operazioni di assemblaggio e integrazione delle componenti offshore del Progetto:

- Porto di Oristano;
- Porto di Piombino.

I dettagli sulle caratteristiche di questi porti e sui rispettivi Piani Regolatori Portuali attualmente in vigore sono forniti nei paragrafi successivi.

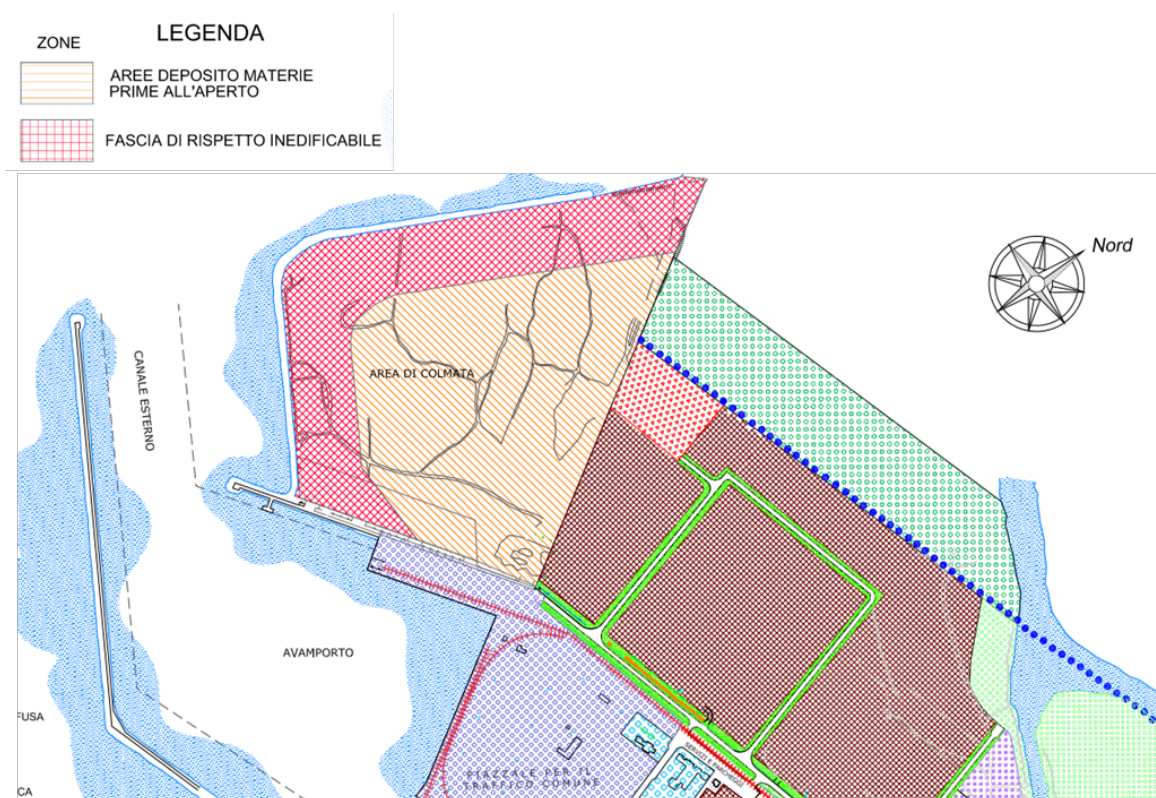
Le prime valutazioni riguardanti gli approdi e gli spazi necessari nei porti, sia per le operazioni di assemblaggio sia per quelle di integrazione delle componenti offshore, considerano l'idoneità delle aree portuali per l'utilizzo di uno o sei galleggianti (floaters) durante l'assemblaggio e uno o sei WTG (Wind Turbine Generator) durante l'integrazione. Queste valutazioni saranno approfondite nella fase successiva di progettazione esecutiva.

### 6.2.1 Piano Regolatore Portuale (PRP) di Oristano

Il Piano Regolatore Portuale (PRP) di Oristano, gestito dall'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna, regola le attività nel porto, classificato come porto di rilevanza economica nazionale di Categoria II – Classe II. Con circa 1600 metri di banchina, è tra i porti più importanti della Sardegna per il traffico internazionale di merci alla rinfusa, con circa 1.500.000 tonnellate movimentate all'anno. È anche il primo porto in Sardegna ad avere depositi di gas naturale liquefatto (GNL) per la metanizzazione dell'isola e per il bunkeraggio delle navi, prevalentemente utilizzato per scopi industriali.

Il porto di Oristano si concentra principalmente sull'industria e non fornisce servizi passeggeri, sebbene occasionalmente ospiti navi da crociera. Attualmente non dispone di un Piano Regolatore Portuale ufficiale. Le localizzazioni delle attività di progetto saranno determinate dalle autorità competenti in base all'idoneità delle aree portuali e in linea con il Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica.

L'area identificata per lo sviluppo è una "Area di Colmata" definita in uno stralcio del Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese, Variante n. 8. Quest'area comprende un'area di deposito materie prime all'aperto potenzialmente utilizzabile e una fascia di rispetto inedificabile non utilizzabile per il progetto.



**Figura 6-10: Stralcio Tavola K2-2 Zonizzazione Corpo Centrale dell'agglomerato industriale, relativa al Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese.**

### 6.2.2 Piano Regolatore Portuale (PRP) di Piombino

Il Piano Regolatore Portuale (PRP) di Piombino, gestito dall'Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale (AdSP-MTS), definisce l'organizzazione e lo sviluppo del porto. Il porto di Piombino è di Categoria II - Classe II e gestisce il traffico di merci e passeggeri nazionali e internazionali, incluso quello con l'Isola d'Elba, la Sardegna e la Corsica.

Il PRP attuale è stato adottato nel 2008 e approvato nel 2013. Ha suddiviso il porto in diverse sezioni per separare i vari tipi di traffico:

- Sezione Passeggeri: dedicata ai traghetti e alle navi da crociera, con 8 attracchi.
- Sezione Autostrade del Mare: per il traffico merci, con 3 attracchi e accesso diretto alla rete ferroviaria nazionale.

- Sezione Commerciale-Industriale-Siderurgica: per le attività commerciali, con focus sulle merci varie e la filiera siderurgica.

Il PRP prevede quattro interventi principali per migliorare la struttura portuale:

- Estensione delle banchine nella zona Nord-Orientale e creazione di una Nuova Darsena a Nord.
- Ampliamento dei terrapieni per navi ro-ro pax e adeguamento statico delle strutture di banchinamento.
- Prolungamento del molo "Batteria" per proteggere il bacino portuale.
- Realizzazione dei poli della Nautica e della Cantieristica all'esterno del molo "Batteria".

È stato anche approvato un Adeguamento Tecnico Funzionale per consentire l'ingresso di navi di grandi dimensioni.

Attualmente, il porto ha una superficie utile di circa 400.000 mq e movimentata circa 5 milioni di tonnellate di merci e oltre 3,3 milioni di passeggeri all'anno. Le future attività di progetto saranno definite in base alle indicazioni delle autorità competenti e in linea con il Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica.

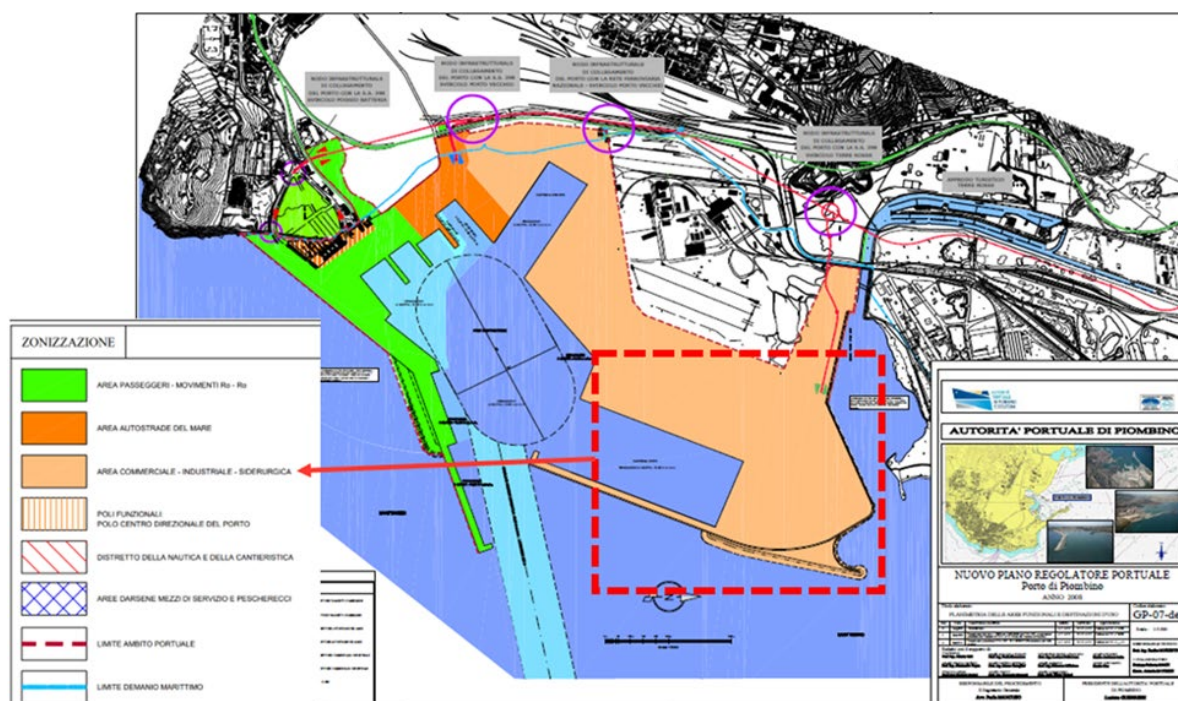


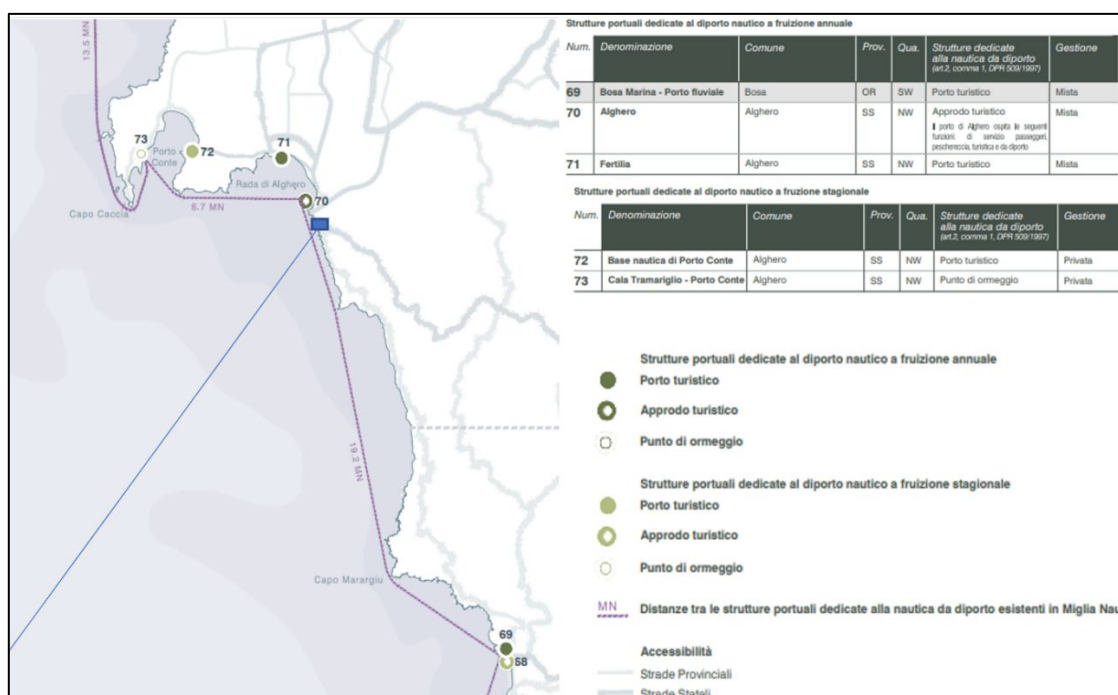
Figura 6-11: Elaborato "TAV\_GP\_07-Planimetria delle aree funzionali e destinazioni d'uso" del PRP vigente del porto di Piombino indicante la zonizzazione dell'area portuale.

### 6.3 Piano Regionale della Rete di Portualità Turistica (PRRPT)

Il Piano Regionale della Rete di Portualità Turistica (PRRPT) è stato adottato dalla Giunta Regionale della Sardegna con la deliberazione n. 2/36 del 18 gennaio 2024. Questo piano mira a costruire una rete di infrastrutture portuali turistiche per favorire lo sviluppo del mercato della nautica da diporto e della portualità stessa. Gli obiettivi principali del PRRPT sono:

- Promuovere e facilitare il turismo nautico e da diporto, assicurando la sicurezza e il comfort delle imbarcazioni lungo tutta la costa della Sardegna.
- Rendere la Sardegna più attraente e accessibile in modo sostenibile durante tutto l'anno, al fine di accogliere una varietà di turisti desiderosi di trascorrere almeno una giornata in mare.
- Valorizzare a livello nazionale e internazionale le caratteristiche insulari, il paesaggio costiero e ambientale, nonché le acque limpide della Sardegna per attrarre il turismo nautico.
- Favorire l'integrazione tra le attività turistiche nautiche lungo la costa e il territorio dell'entroterra, contribuendo così allo sviluppo economico e sociale locale.

Il porto turistico di Alghero non è coinvolto nel progetto, ma ciò non è in contrasto con gli obiettivi del PRRT.



**Figura 6-12: Rete della portualità turistica al 2050: circuito della navigazione, strutture portuali per il diporto nautico e poli della cantieristica. Il segmento blu rappresenta il futuro cavidotto marino del Progetto Mistral, mentre rettangolo blu rappresenta il punto di approdo.**



## 6.4 Aree Marine Protette (AMP)

Le Aree Marine Protette (AMP) sono istituite in conformità con la Legge 394/1991 e successive modifiche, che stabilisce disposizioni quadro per la protezione delle aree naturali.

L'istituzione di un'AMP avviene tramite decreto del Ministero dell'Ambiente, il quale definisce denominazione, delimitazione dell'area, obiettivi e disciplina di tutela. Le AMP comprendono ambienti marini con caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche e biologiche rilevanti, nonché valore scientifico, ecologico, culturale ed economico. Esse possono includere aree con valore storico, archeologico-ambientale e culturale. Le AMP sono divise in zone con diversi gradi di tutela (A, B e C). In Italia, sono state istituite 27 AMP e 2 Parchi sommersi, tutelando circa 700 km di costa complessivamente. Le attività che possono compromettere la tutela dell'ambiente protetto sono vietate nelle AMP.

Nell'area esaminata, non interessate tuttavia dall'impronta del Progetto, sono presenti due AMP:

- AMP Capo Caccia – Isola Piana, situata a Nord-Ovest dell'impronta del progetto, a circa 8 km dall'area di approdo e 35 km dall'aerogeneratore più vicino;
- AMP Penisola del Sinis – Isola Mal di Ventre, situata a Sud-Est dell'impronta del progetto, a circa 26 km dall'aerogeneratore più vicino.

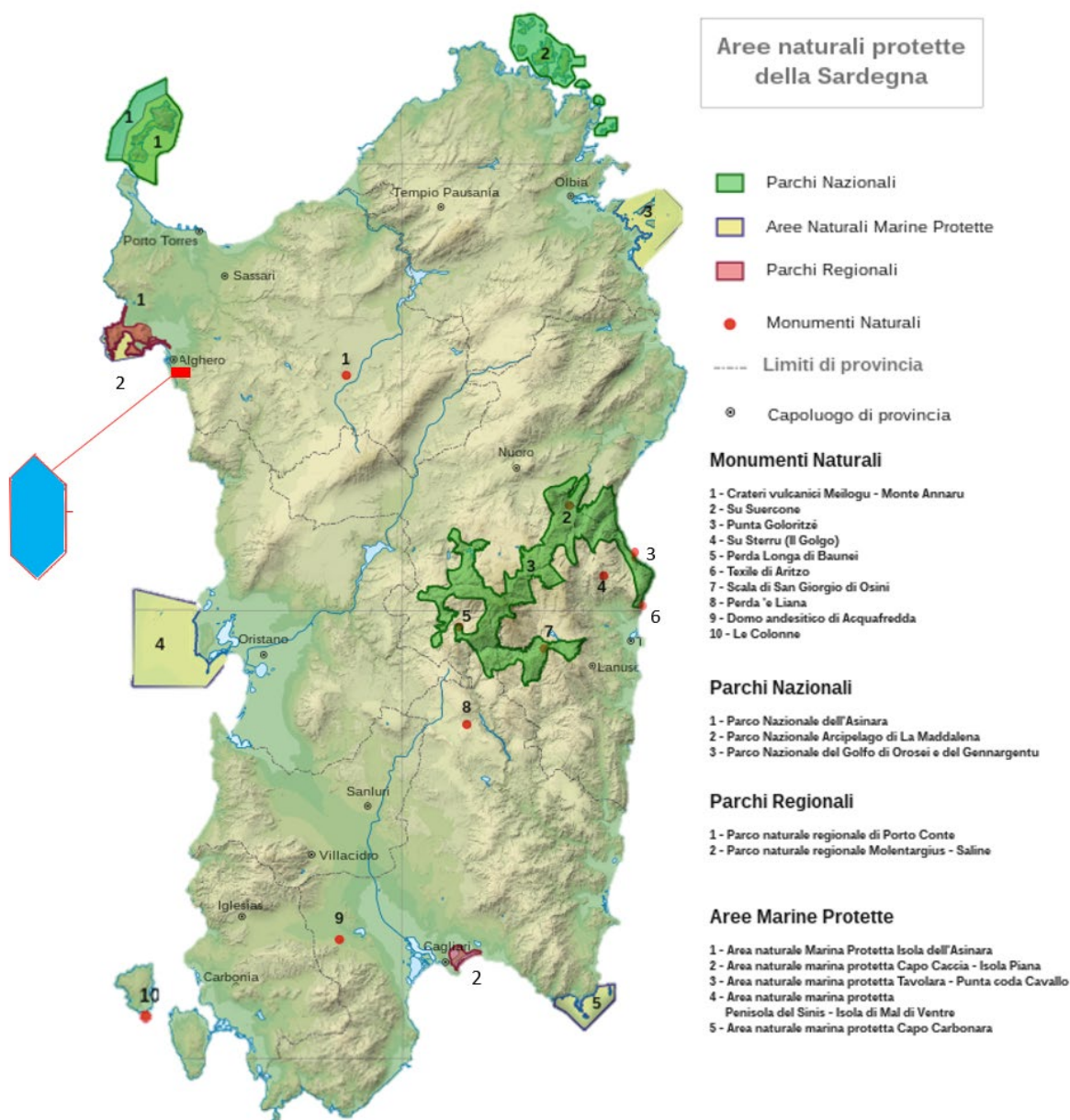


Figura 6-13: Localizzazione delle Aree Marine Protette (AMP) della Regione Sardegna. Il poligono azzurro rappresenta il futuro parco eolico, collegato dal cavidotto marino (linea rossa) alle opere di connessione alla RTN sulla terraferma (rettangolo rosso).

## 6.5 Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM)

Il Piano d'Azione per il Mediterraneo (Mediterranean Action Plan - MAP) è stato istituito nel 1975 come accordo ambientale multilaterale nel quadro del Programma Regionale per i Mari del Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP). La "Convenzione per la Protezione del Mar Mediterraneo dall'Inquinamento" (Convenzione di Barcellona) è stata adottata nel 1976 e successivamente modificata nel 1995 per includere la protezione dell'ambiente marino e marino-costiero. Questa convenzione, insieme ai suoi Protocolli, costituisce il principale accordo vincolante per prevenire l'inquinamento nel Mediterraneo e promuovere la conservazione della biodiversità.

Il Protocollo SPA/BD, parte della Convenzione di Barcellona, mira alla conservazione e all'uso sostenibile della biodiversità nel Mediterraneo. Prevede la creazione e la gestione di Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM).

In Italia, ci sono 11 ASPIM, di cui 4 in Sardegna, che sono anche Aree Marine Protette nazionali. Tra queste, le ASPIM IT6 e IT9 lungo il versante occidentale della Sardegna sono Aree Marine Protette nazionali.

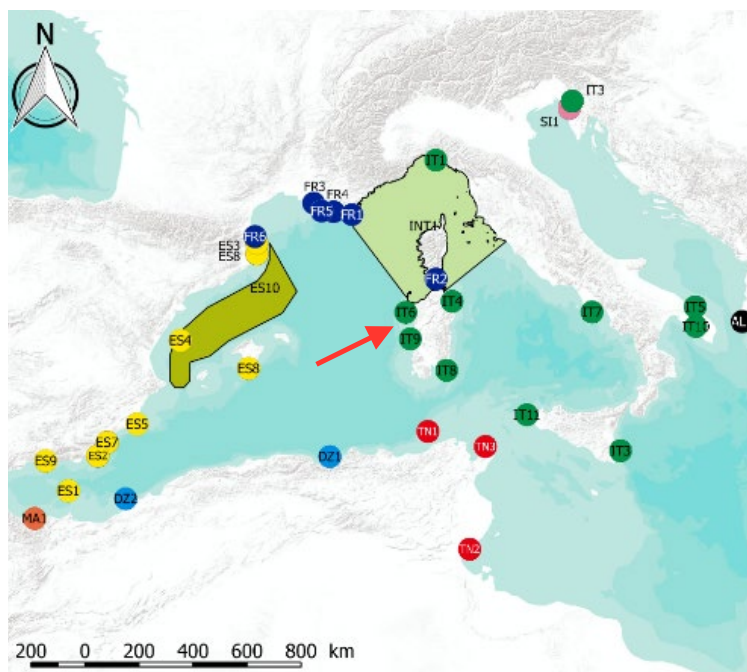


Figura 6-14: Aree ASPIM nel Mediterraneo e localizzazione del Progetto (freccia rossa).

L'impronta offshore del Progetto non interferisce con aree ASPIM. L'area ASPIM più vicina è la IT6 Capo Caccia – Isola Piana, posta a Nord-Ovest dell'impronta di Progetto, a circa 8 km dalla zona di approdo e circa 35 km dall'aerogeneratore più vicino.

## 6.6 Pesca – Zone di Tutela Biologica (ZTB)

La legislazione italiana sulla pesca consente di limitare o vietare la pesca in specifiche aree marine ritenute cruciali per la riproduzione o la crescita di specie ittiche economicamente importanti o sovrasfruttate. Queste aree, chiamate Zone di Tutela Biologica (ZTB), possono essere istituite dal Ministero competente, attualmente il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali. Il processo di istituzione delle ZTB include un'analisi delle esigenze generali seguita da ricerche scientifiche per valutare la distribuzione delle popolazioni ittiche e la necessità di protezione.

Le ZTB possono limitare l'uso di determinati attrezzi da pesca, stabilire caratteristiche tecniche particolari per gli attrezzi o imporre restrizioni stagionali o annuali.

Normative europee si affiancano alla legislazione nazionale, stabilendo a volte l'obbligo di vietare la pesca in determinate condizioni o aree per la protezione di ambienti umidi, lagunari o biocenosi marine specifiche. Le ZTB sono principalmente mirate al mantenimento degli

stock ittici commerciali attraverso regolamentazioni o divieti di pesca, piuttosto che alla conservazione della biodiversità e degli ecosistemi marini.

Il Comitato di Gestione (CG), istituito con un Decreto Ministeriale del 9 marzo 2006, è responsabile della regolamentazione, monitoraggio e controllo dell'attività di pesca professionale e sportiva nelle ZTB. Specifiche misure di protezione sono definite per le aree con popolazioni ittiche critiche o riconosciute come zone di ripopolamento naturale. In tutte le ZTB è vietata la pesca del novellame di qualsiasi specie ittica e ogni forma di pesca professionale, sportiva e ricreativa.

L'amministrazione italiana ha istituito 12 ZTB nelle acque italiane attraverso Decreti Ministeriali, l'ultimo dei quali è datato 22 gennaio 2009.



Figura 6-15: Ubicazione delle ZTB istituite nelle acque italiane<sup>15</sup>.

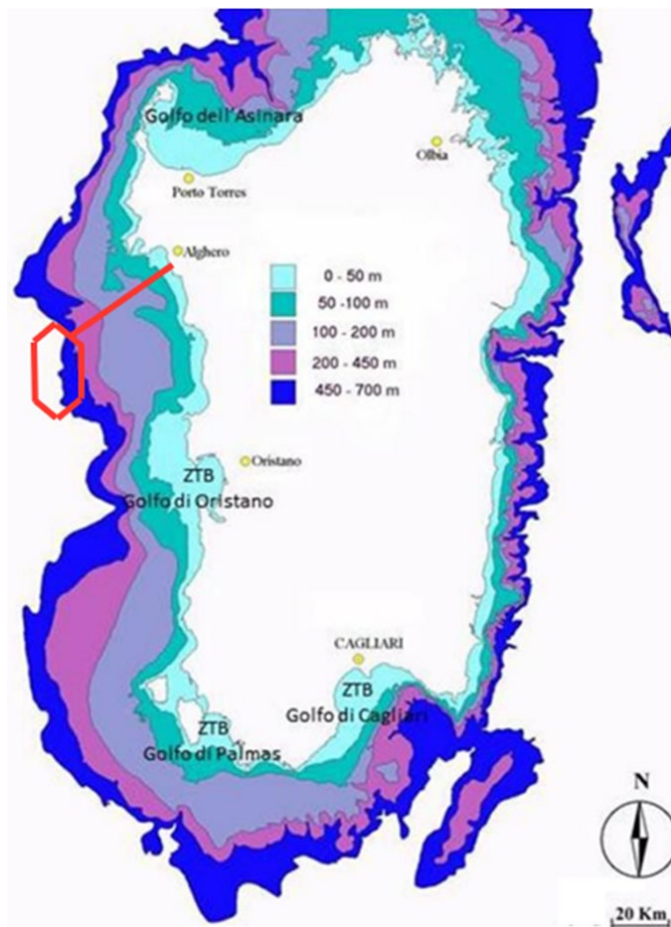
Relativamente alle Regioni a statuto speciale, tra cui la Sardegna, le modalità tecniche di gestione delle risorse mediante fermo biologico e zone di tutela biologica sono state disciplinate con leggi regionali.

Attualmente **nel Mare di Sardegna sono attive tre Zone a Tutela Biologica** (Figura 6-16) chiuse alla pesca a strascico ai sensi della L.R. n. 25 del 7 agosto 1990, istituite con lo scopo di costituire aree di ripopolamento e site:

- nel Golfo di Cagliari;
- nel Golfo di Oristano;

<sup>15</sup> Unimar, 2014.

- nel Golfo di Palmas.



**Figura 6-16: Ubicazione delle ZTB nei mari circostanti la Sardegna (Fonte: Mipaaf, Piano di Gestione Nazionale – GSA 11, 2017) (in rosso il Progetto).**

La zona di mare in cui è prevista la realizzazione del parco eolico offshore e la posa del cavidotto marino non comprende Zone di Tutela Biologica.

## 6.7 Zone Archeologiche Marine

Il Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, relativo al "Codice dei beni culturali e del paesaggio", prevede la protezione dei beni archeologici marini. Questo decreto tutela gli oggetti di valore archeologico e storico rinvenuti nei fondali del mare fino a una distanza di 12 miglia marine al di là del mare territoriale. Le disposizioni includono le "Regole relative agli interventi sul patrimonio culturale subacqueo" adottate a Parigi il 2 novembre 2001.

Nonostante ciò, il progetto offshore in questione non coinvolge direttamente alcuna zona marina di interesse archeologico. Tuttavia, durante le indagini geofisiche condotte per il progetto, sono stati individuati alcuni reperti all'interno dell'area offshore destinata all'installazione del parco eolico. Questi reperti sono stati segnalati alla Soprintendenza. Per ulteriori approfondimenti sul tema, si fa riferimento alla Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico (VPIA), elaborata in un documento specifico.

## 6.8 Aree Marine Militari

La Regione Sardegna ospita cinque poligoni militari, gestiti dall'Esercito Italiano, dalla Marina Militare e dall'Aeronautica Militare, per esercitazioni a fuoco. Tre di questi poligoni si trovano sul versante occidentale dell'isola: S'Ena Ruggia, Capo Frasca e Capo Teulada. Per consentire esercitazioni sicure, sono presenti aree di sgombero associate ai poligoni, definite tramite accordi tra la Regione e le autorità militari.

Località	Area Operativa (km <sup>2</sup> )	Area di Sicurezza (km <sup>2</sup> )	Utenti	Note
Capo Frasca (OR)	14,6	Fascia costiera di 3 miglia da Punta dello Schiavone a Capo Frasca. 3 miglia marine quadrate all'interno del golfo di Oristano	Aeronautica Militare Aeronautica Nato	Poligono Permanente: L'area di sicurezza è interdetta tutti i giorni dal lunedì al venerdì con una ordinanza continuativa della Capitaneria di Porto/ Circomare.
Capo Teulada (CA)	72	38 Permanenti 900 Temporaneamente interdetti per esercitazioni a terra 1.040 Temporaneamente interdetti alla navigazione per esercitazione a mare	E.I. Unità di fanteria, corazzate, aviazione leggera, artiglieria e genio Aeronautica Militare, Marina Militare, Marine Estere	Poligono Permanente: Le zone a mare temporaneamente interdette vengono sgomberate di volta in volta con ordinanze della Capitaneria di Porto/Circomare in funzione delle esercitazioni da effettuare. Utilizzo: media di 216 giorni/anno
S'Ena Ruggia Macomer (NU)	0,2	Poligono occasionale a cielo aperto.	Esercito Italiano	Poligono Occasionale: Tiri con armi a tiro teso per il personale del 5° Reggimento Genio Guastatori. Utilizzo medio 12 giorni/mese.

**Tabella 6-4: Elenco e caratteristiche dei Poligoni Militari in Sardegna (fonte: Istituto Idrografico Della Marina - Supplemento al Fascicolo Quattordicinale Avvisi ai Naviganti n. 1/22 del 12/01/2022).**

La massima estensione delle aree utilizzate per le esercitazioni è illustrata in una Figura 6-17. Una parte del progetto cade in una zona aerea pericolosa, Zona D40A, dove possono svolgersi attività pericolose per il volo degli aeromobili in periodi specifici. A circa 50 km dal campo eolico si trova la Zona R59, dove è vietato il traffico aereo fino al livello di volo 150 per esercitazioni di tiro aria/terra. Il cavo AT si trova a circa 10 km dalla Zona R54, dove si svolge intensa attività di aviogetti militari e traino manica fino al livello di volo 600.

Non sono previste interazioni con aree militari dove sono vietate le attività in mare. Tuttavia, l'area più vicina al progetto dove potrebbero essere proibite tali attività è la Zona T812, a circa 50 km a sud-est del campo eolico. Durante l'attività operativa del poligono in questa area, la Capitaneria di Porto può emettere ordinanze specifiche che vietano temporaneamente la navigazione, la pesca, il turismo nautico e altre attività legate al mare.

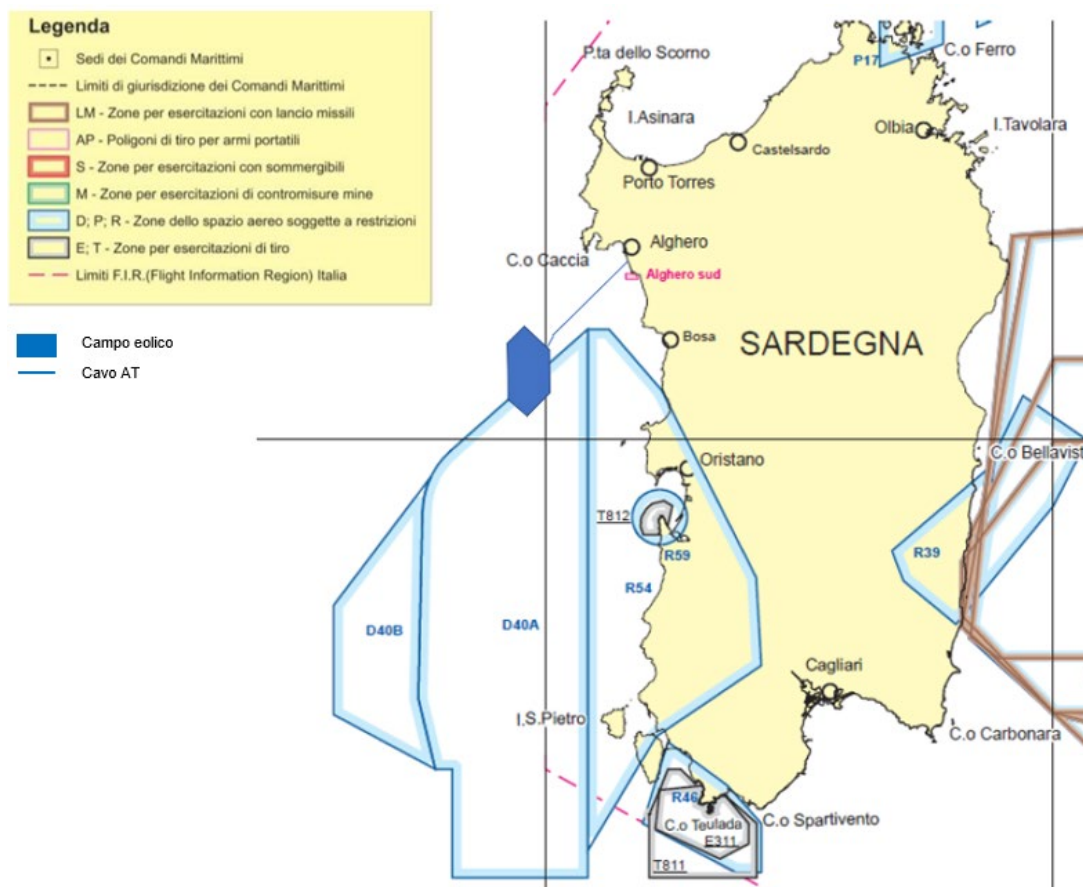
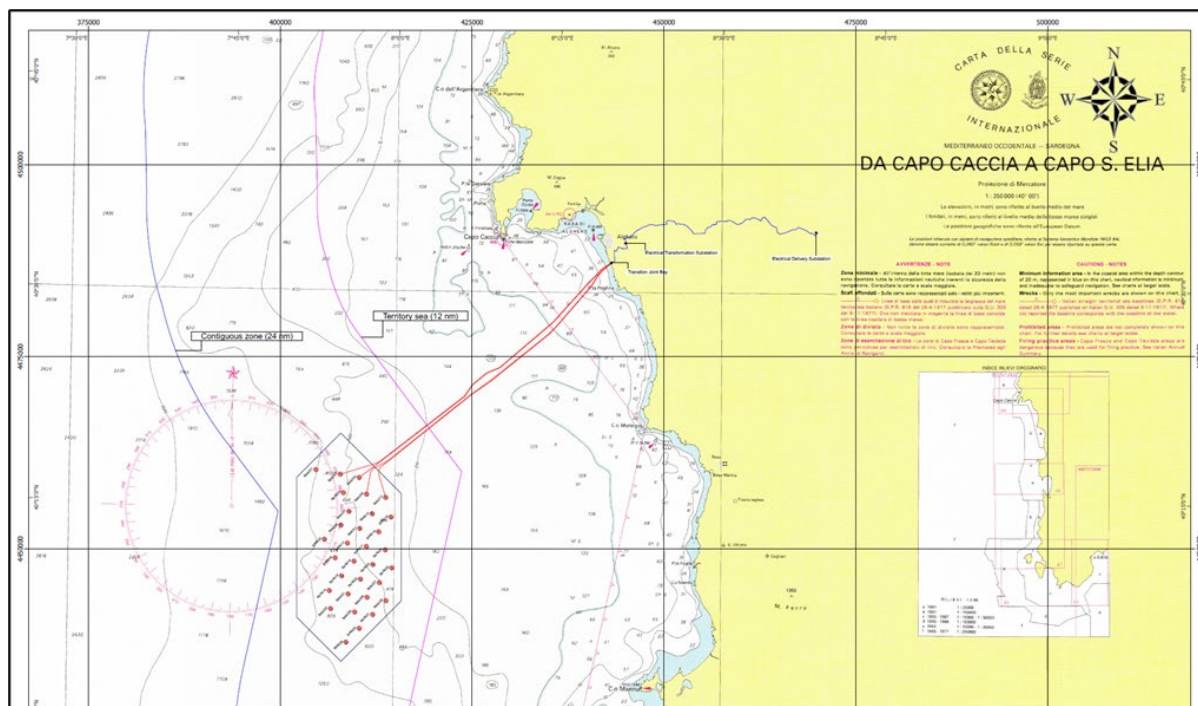


Figura 6-18: Stralcio della Carta delle zone impiegate per le esercitazioni navali e di tiro e indicazione dell'impronta di Progetto.

## 6.9 Analisi della vincolistica riportata sulle carte nautiche

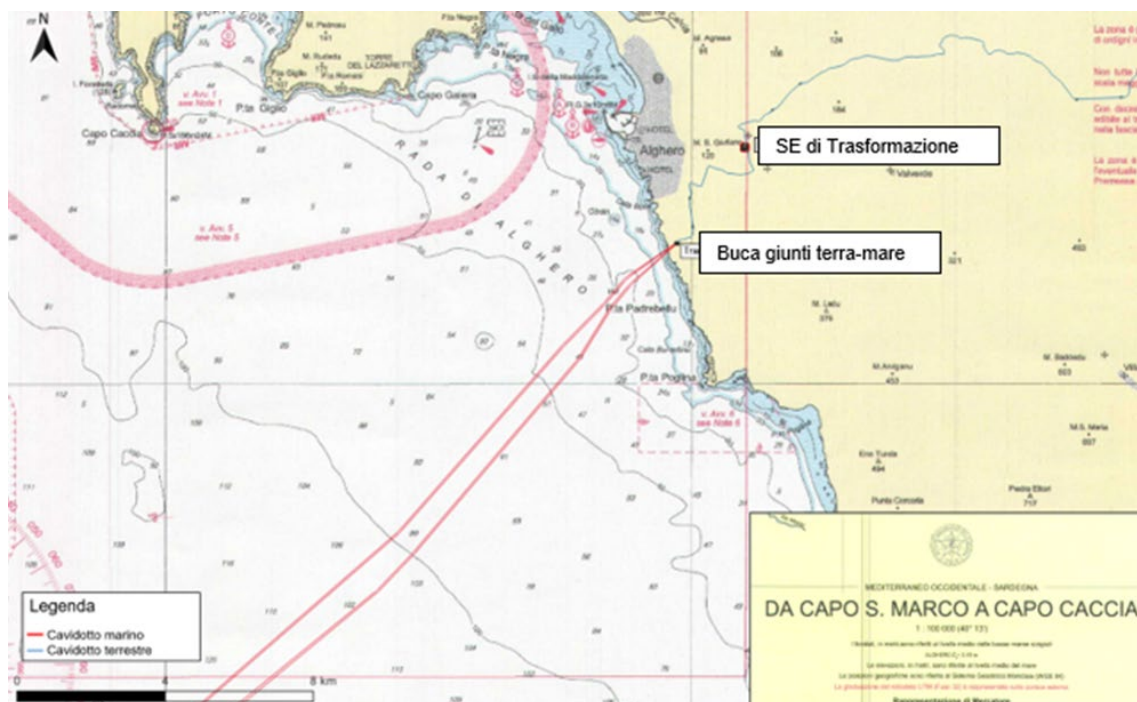
L'analisi della vincolistica sulle Carte Nautiche è stata condotta utilizzando le mappe dell'Istituto Idrografico della Marina, in particolare la "Da Capo Caccia a Capo S. Elia" in scala 1:250.000 e la "Da Capo S. Marco a Capo Caccia" in scala 1:100.000.



**Figura 6-19: Stralcio dell'elaborato "Area Offshore - Inquadramento Su Carta Dell'istituto Idrografico Della Marina" in scala 1:250.000.**

Il parco eolico è situato oltre le 12 miglia nautiche, a profondità tra 250 e 1350 metri, senza secche o discontinuità nei fondali dei cavi di collegamento.





**Figura 6-20: Stralcio della Carta Nautica “Da Capo S. Marco a Capo Caccia” in scala 1:100.000 e rappresentazione schematica del Progetto.**

La rappresentazione scala 1:250.000 non mostra zone militari o ostacoli subacquei nell'area del progetto, ma la scala 1:100.000 rivela restrizioni nella zona di "Torre Poglina" per esercitazioni di tiro e presenza di ostacoli subacquei. Inoltre, l'area marina protetta Capo Caccia - Isola Piana impone limitazioni al transito delle navi mercantili oltre le 500 tonnellate di stazza lorda.

La consultazione della carta Navionics rivela ostacoli vicino al tracciato del cavidotto marino, ma i rilievi morfo-batimetrici confermano l'assenza di ostacoli nel corridoio di progetto. Le opere offshore non interferiscono direttamente con zone di sicurezza, aree protette o archeologiche, e non ci sono ostacoli lungo il corridoio di progetto.

## 6.10 Analisi del regime vincolistico e degli strumenti di programmazione e pianificazione territoriale - Sezione Onshore

Le infrastrutture onshore del Progetto Mistral ricadono nei seguenti comuni:

- Alghero – l’approdo, che avverrà con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) e quindi non avrà alcun tipo di interferenza in superficie; la buca giunti di transizione terra-mare, ove il cavidotto marino si unisce al cavidotto terrestre; la Stazione Elettrica di Trasformazione e le sezioni di cavidotto;
- Putifigari – sezioni di cavidotto;
- Ittiri - sezioni di cavidotto;
- Bessude - sezioni di cavidotto e Stazione Elettrica di Connessione.

## 6.10.1 Strumenti Urbanistici Comune di Alghero

### 6.10.1.1 Piano Regolatore Generale – PRG Alghero

Il Piano Regolatore Generale (PRG) vigente del Comune di Alghero, adottato con Del. C.C. N. 116 del 30/12/1976, approvato con Decreto Assessoriale n. 1427/U del 5/11/1984 ed aggiornato in ultimo con Del. C.C. N. 34 del 19/07/2021, definisce nei confronti e nella forma l'assetto territoriale ed urbano del Comune di Alghero, fissa le norme di attuazione degli interventi e propone l'articolazione delle fasi operative.

Il P.R.G. diventa operativo attraverso i seguenti strumenti:

1. Vincoli assoluti territoriali e urbani;
2. Piani esecutivi di attuazione delle opere pubbliche infrastrutturali e di servizio;
3. Piani esecutivi di settore territoriale;
4. Piani particolareggiati;
5. Piani di consorzio volontario e lottizzazioni convenzionate;
6. Concessioni edilizie.

Dalla tavola della Zonizzazione urbanistica disponibile sul SIT del Comune di Alghero emerge quanto schematizzato nella Tabella 6-5 e rappresentato nelle immagini seguenti (cfr. Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-25A). Si precisa che l'interferenza del tratto di cavo marino, nel punto di approdo sulla terraferma, avverrà senza la necessità di effettuare scavi a cielo aperto nella zona "H3 – Salvaguardia Assoluta ed Ecologica".

ZONIZZAZIONE PRG		Riferimento NTA	BUCA GIUNTI TERRA-MARE	CAVIDOTTO ONSHORE TRA BUCA GIUNTI TERRA-MARE E SE DI TRASFORMAZIONE	SE DI TRASFORMAZIONE	CAVIDOTTO ONSHORE TRA DI TRASFORMAZIONE E SE DI CONNESSIONE
Zona	Sottozona					
Zona E: Aree Agricole	E2 – Agricola a Colture Tradizionali	Art.24		X	X	X
Infrastrutture	Strade	-		X		X
Zona F: Aree per insediamenti turistici e attrezzature ricettive	F2 – Aree per insediamenti turistici e attrezzature ricettive	Art.26 e 28	X	X		

**Tabella 6-5: Interferenze tra La Zonizzazione del PRG di Alghero e le opere di Progetto Onshore.**

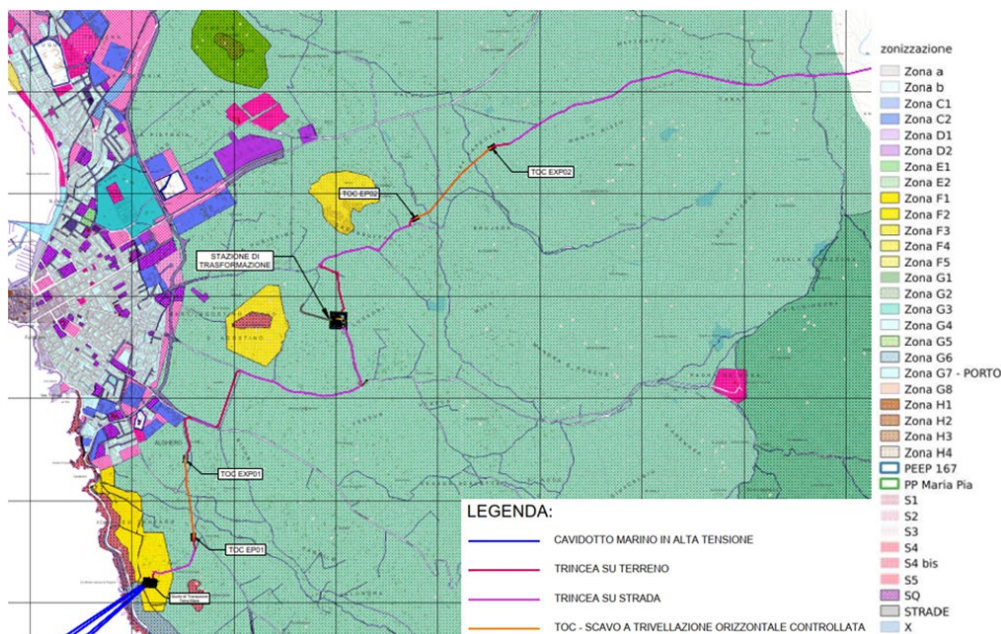
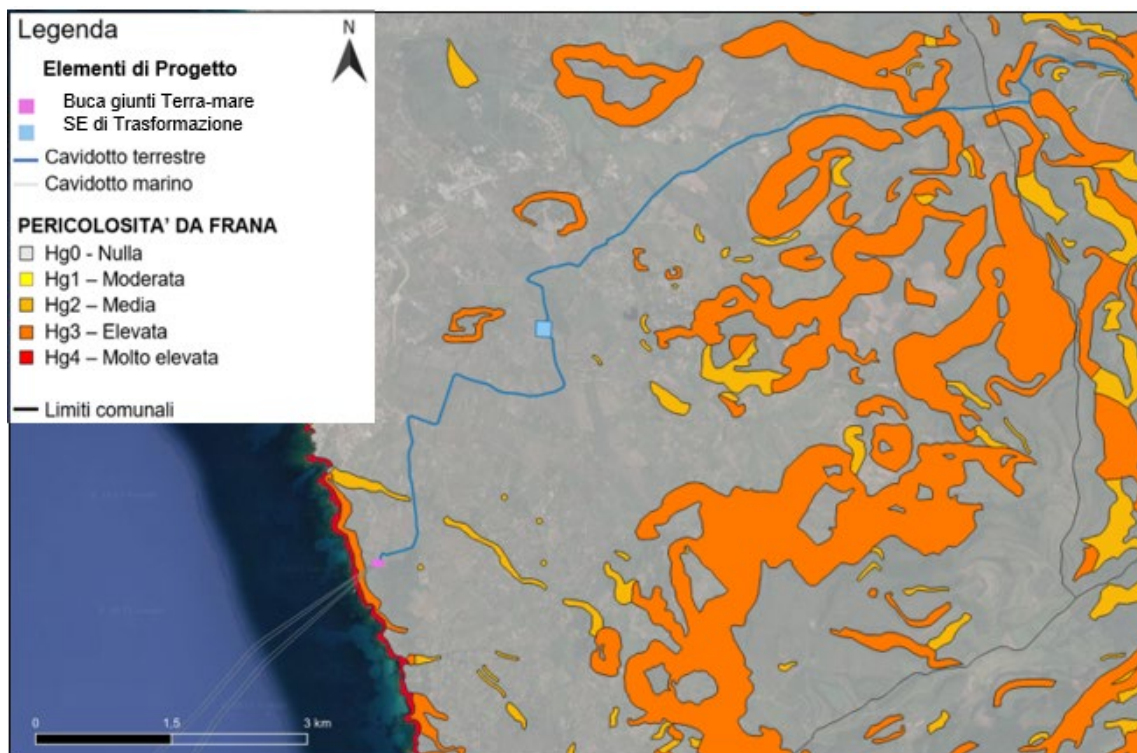


Figura 6-21: Zonizzazione stabilita dal PRG nell'area potenzialmente interessata dalle opere di Progetto Onshore<sup>16</sup>.

Zona	Articolo	Norma
E: Agricole	24	- Distanza minima di 15 metri dalle strade pubbliche e 10 metri dai confini del lotto. - Superficie minima di 5.000 mq per l'edificazione. - Accesso al lotto mediante strada collegata con viabilità pubblica.
F: Turistiche e ricettive	26	- Vietato qualsiasi intervento senza piano particolareggiato o lottizzazione convenzionata. - Ampi spazi da destinare ad uso pubblico lungo la fascia costiera. - Verde pubblico e altre aree pubbliche accorpate e ubicate prevalentemente lungo il lato prospiciente il mare. - Conservazione dei caratteri ambientali della zona.
F: Turistiche e ricettive	28	- Zone F1, F2, F3, F4 e F5 edificabili.
Fascia Costiera	42	- Divieto di edificazione per 150 metri dalla linea di alta marea nelle fasce a costa bassa rocciosa. - Recinzioni di proprietà a giorno a 50 metri dalla linea di alta marea. - Fruibilità pubblica dal mare garantita. - Divieto di edificazione per 150 metri dalla linea di alta marea nelle fasce a costa alta. - Derghe possibili per attrezzature di ristoro e svago temporaneo: - Superficie coperta non superiore a 350 mq. - Altezza fuori terra non superiore a 4 metri. - Recinzione dell'area di pertinenza a giorno. - Licenza edilizia regolata da apposita convenzione.

Tabella 6-6: Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PRG di Alghero.

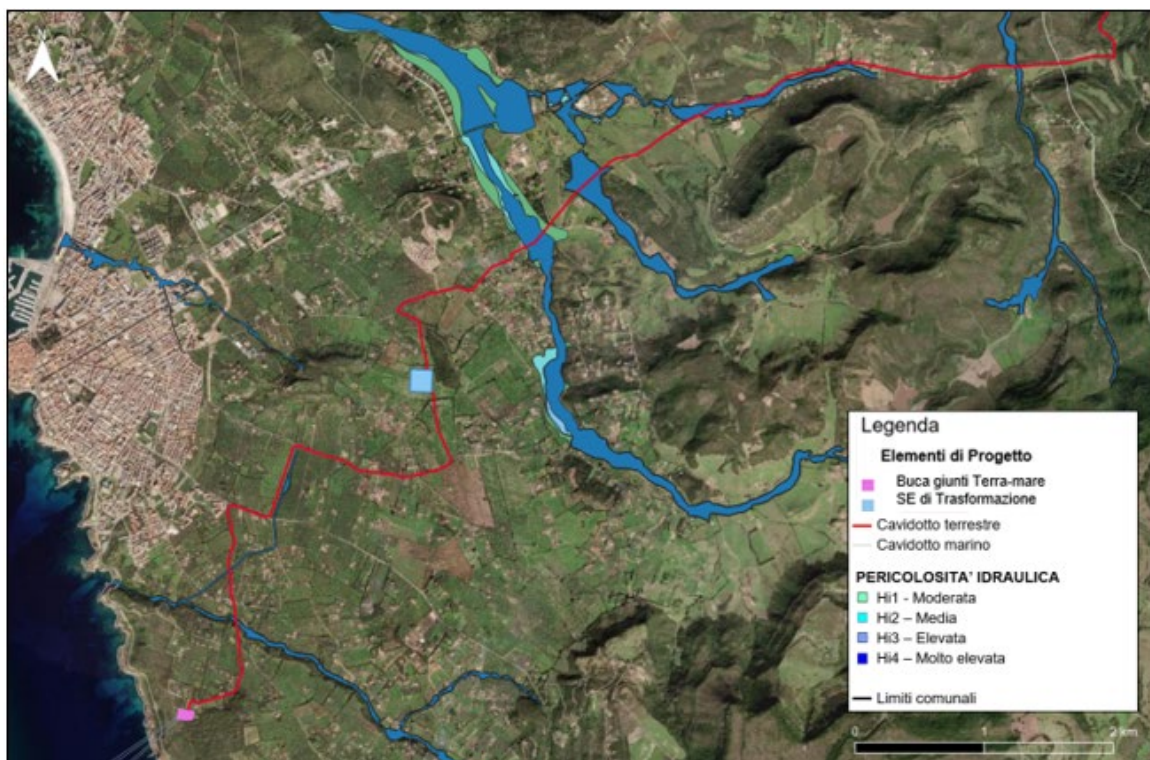
<sup>16</sup> <https://sit.comune.alghero.ss.it>



**Figura 6-22: Stralcio della cartografia tematica estratta dal Geoportale della Sardegna, in relazione all'ubicazione del progetto nel comune di Alghero.**

La Determinazione n. 201 Prot. N. 13230 del 12/12/2023 ha approvato per il Comune di Alghero la "Variante al Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)" in conformità all'articolo 37 comma 3 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PAI, seguendo uno studio di assetto idraulico e geologico del territorio comunale. Questa variante, approvata tramite Deliberazioni del Consiglio Comunale n. 6 del 31.01.2023, n. 51 del 28.06.2023, n. 77 del 07.09.2023, include una parte dedicata alla sistemazione idraulica.

Dalla "Tavola 4E - Carta della pericolosità idraulica in esito allo studio - Settore Centro" emerge che il percorso del cavidotto terrestre attraversa zone soggette a rischio idraulico, come indicato nella Figura 6.22. Per mitigare il rischio di interferenza con queste aree a rischio idraulico durante il passaggio sotto il Riu Calabona, Riu Correbuffas e Riu de Calvia, è previsto l'utilizzo della tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Questo metodo consente di sottoporre i suddetti corpi idrici in cui sono individuate le zone a rischio, senza interferire con esse.



**Figura 6-23: Stralcio della pericolosità idraulica nel comune di Alghero in relazione all'ubicazione del Progetto (fonte: elaborati contenuti nella Proposta di variante al Piano di Assetto Idrogeologico – Comune di Alghero).**

Si rimanda al relativo al Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) per la consultazione delle Norme Tecniche di Attuazione del PAI.

#### 6.10.1.2 Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Alghero

Il Progetto Preliminare del Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Alghero è stato approvato con Delibera C.C. n.7 del 02/02/2023, con riferimento normativo principale alla Legge Regionale n.45 del 22/12/1989, concernente l'uso e la tutela del territorio regionale, e le sue successive modifiche ed integrazioni. L'articolo 23 della Legge Regionale n.1 del 11 gennaio 2019 stabilisce il contenuto del Piano urbanistico preliminare, che include gli indirizzi per la pianificazione e le analisi relative agli aspetti idrogeologici, paesaggistici, ambientali, storico-culturali e insediativi.

Il PUC è composto da diverse componenti, tra cui il Rapporto Ambientale Preliminare, il Piano Preliminare (aggiornato a dicembre 2022) e le Carte del PUC Preliminare All\_D-1 e All\_D-2, che sintetizzano le strategie progettuali. Il Piano definitivo sarà attuato attraverso strumenti come i Piani Particolareggiati, il PCVB, il Piano di Assetto Idrogeologico, il Piano di Utilizzo dei Litorali, il Piano Urbano del Traffico, il Piano Regolatore del Porto e il Piano del Parco di Porto Conte. Il progetto del PUC si basa su una visione sistemica delle risorse del territorio, cercando di suggerire sinergie tra le diverse componenti ambientali, produttive, residenziali e di servizio. I contenuti progettuali del Piano possono essere suddivisi in temi strategici come il Territorio, il progetto della Città, la Città dei Servizi, il Turismo e le Infrastrutture.

Il Piano Urbanistico Preliminare elabora un sistema integrato di strategie per rispondere alle dinamiche socio-economiche, ridurre il consumo del suolo, promuovere investimenti nei

servizi e nelle infrastrutture a lungo termine e favorire uno sviluppo sostenibile che valorizzi le risorse ambientali e culturali del territorio. Il Piano identifica quattro Ambiti territoriali: il sistema insediativo urbano e periurbano, il Piano della Bonifica, i Paesaggi rurali e il Parco regionale di Porto Conte, ciascuno con una disciplina urbanistica specifica che promuove obiettivi coerenti con le sue caratteristiche.

L'area interessata dal progetto ricade nell'Ambito dei Paesaggi rurali e nel progetto speciale Ps11 "Il sistema dell'edilizia storica rurale della corona olivetata". Questo ambito comprende aree agricole con produzioni tipiche, aziende agricole di varie dimensioni, zone con elevato frazionamento fondiario e aree di alto valore ambientale con vocazione silvo-pastorale. Si riconosce una doppia valenza agricola e insediativa a queste aree, ma si cerca di preservare il patrimonio olivicolo e di limitare la trasformazione incontrollata del territorio.

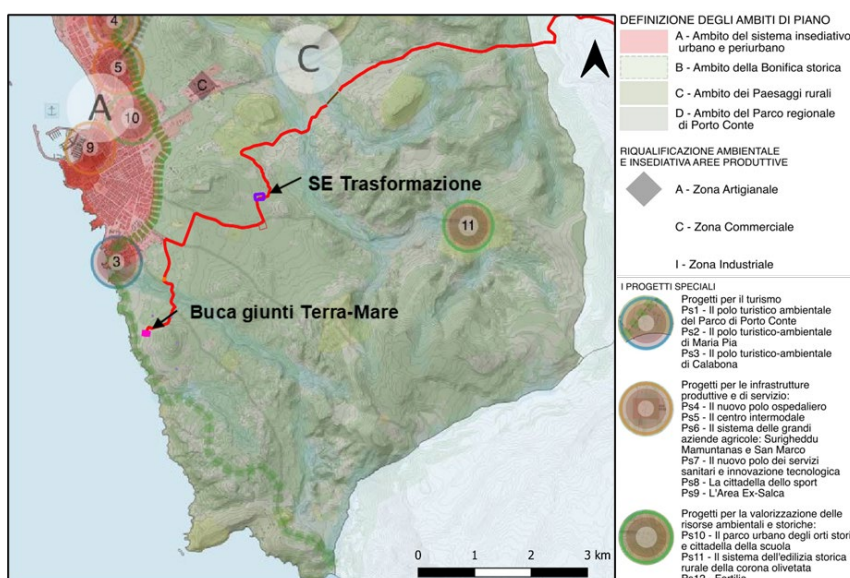


Figura 6-24: Dettaglio carta del PUC preliminare<sup>17</sup>. In rosso il tracciato del cavidotto terrestre.

### 6.10.1.3 Programma di Conservazione e Valorizzazione dei Beni Paesaggistici della Bonifica di Alghero (PCVB) - variante al P.R.G.

Il Programma di Conservazione e Valorizzazione dei Beni Paesaggistici della Bonifica di Alghero (PCVB) - variante al P.R.G. è stato approvato con Delibera di C.C. n. 48 del 30.07.2020. Il PCVB costituisce variante al PRG approvato con Decreto Assessoriale n. 1427/U del 5/11/1984. Le prescrizioni del PCVB hanno validità giuridica a tempo indeterminato sulla parte di territorio comunale perimetrato nelle tav. 5.1 "Aree Programma di Conservazione e Valorizzazione in variante al PRG" (art. 2 NTA).

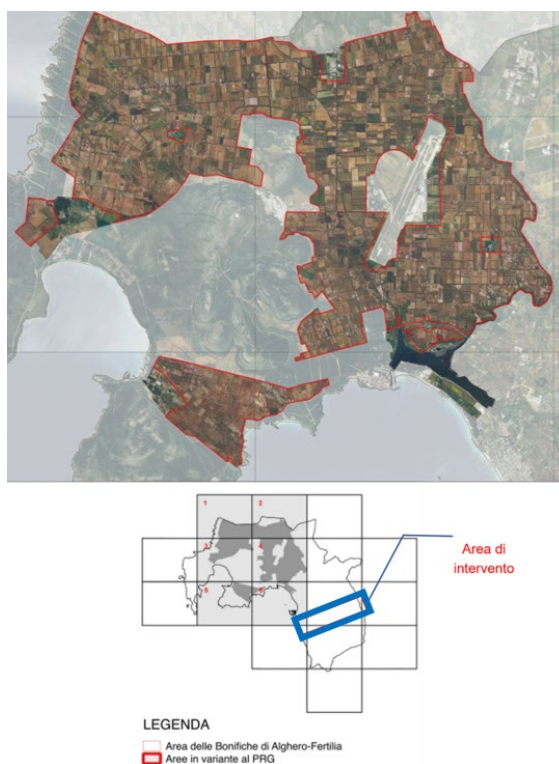
Il PCVB in particolare (art. 3 NTA):

- Recepisce le prescrizioni e gli indirizzi del PPR;

<sup>17</sup> Tavola sintesi delle strategie progettuali in Allegato D1 al Piano Urbanistico Preliminare <https://urbanistica.comune.alghero.ss.it/procedimenti-con-iter-in-corso/piano-urbanistico-comunale-puc-progetto-2020/linee-guida-e-progetto-preliminare-del-piano-urbanistico-comunale-p-u-c-2020/approvazione-del-progetto-preliminare-del-piano-urbanistico-comunale-2020>.

- Recepisce i vincoli, le prescrizioni e i piani di gestione dei siti interessati da habitat naturali (Parco Regionale di Porto Conte, Area Marina protetta di Capo Caccia e SIC);
- Verifica e integra alla scala locale i dati e gli studi del territorio, al fine di riordinare ed aggiornare il quadro delle conoscenze relativamente agli assetti ambientale, storico-culturale, insediativo, in coerenza con le specifiche del Sistema Informativo Territoriale Regionale (SITR);
- Contiene l'identificazione, la perimetrazione e la catalogazione del sistema dei beni paesaggistici culturali, archeologici, storico architettonici e identitari.

Dalla verifica della tav. 5.1 “Aree Programma di Conservazione e Valorizzazione in variante al PRG”, di cui segue uno stralcio, emerge che il progetto non interessa la parte di territorio comunale oggetto del PCVB, in quanto collocato più a sud.



**Figura 6-25: Stralcio tav. 5.1 “Aree Programma di Conservazione e Valorizzazione in variante al PRG” del PCVB.**

Le Tavole 3.2 e 3.2.6 “Carta dei beni archeologici storico-architettonici, zone di tutela – ortofoto” del PCVB (Figura 6-25) che contengono la perimetrazione dei beni paesaggistici culturali, archeologici, storico architettonici e identitari, evidenziano che a nord/nord-ovest del tracciato del caviodotto terrestre sono presenti i beni evidenziati in Tabella 6-7.

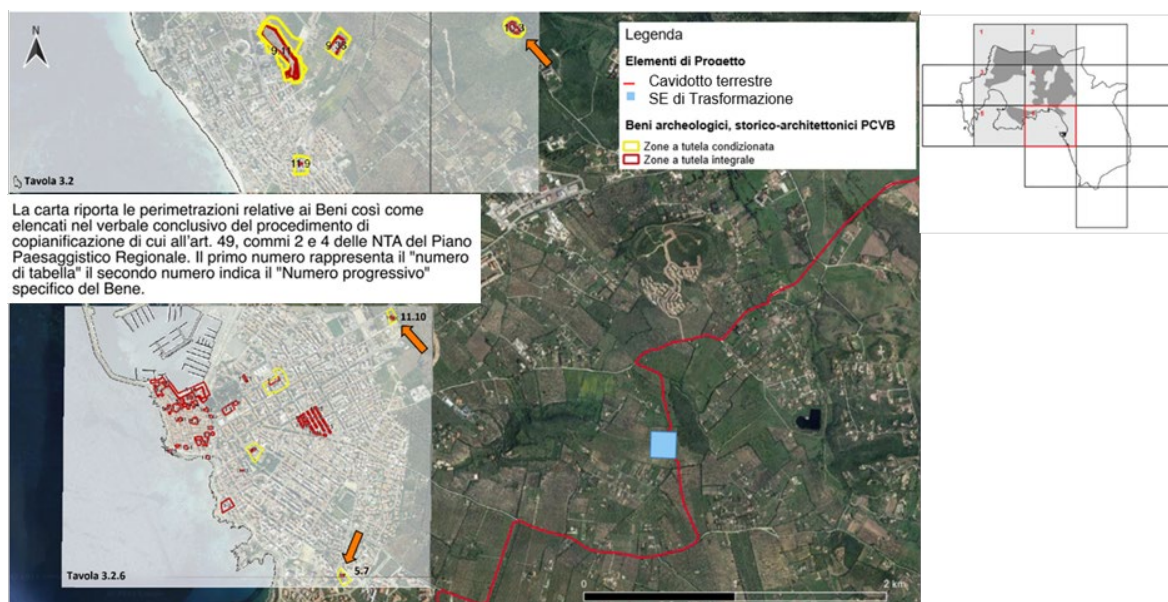
Numero Tabella del Verbale*	Codice BURAS	Denominazione	Tipologia	Distanza dal progetto
5.7	5594	Beni culturali di natura architettonica vincolati con specifico provvedimento amministrativo ai sensi della Parte II del Codice	Villa di campagna - Chiesa	600 m verso nord-ovest

Numero Tabella del Verbale*	Codice BURAS	Denominazione	Tipologia	Distanza dal progetto
10.3	3109	Aree di cui alla "tabella 10 - Aree a rischio archeologico (ARA)" del verbale conclusivo del procedimento di copianificazione di cui all'art. 49, commi 2 e 4 delle NTA del Piano Paesaggistico Regionale così come individuati nelle tavole 3.1 e 3.2 del PCVB.	Insediamento preistorico	>1,5 km verso ovest
11.10	(31)**	Elementi di cui alla "tabella 11 - Ulteriori elementi di natura architettonica o identitario" del verbale conclusivo del procedimento di copianificazione di cui all'art. 49, commi 2 e 4 delle NTA del Piano Paesaggistico Regionale così come individuati nelle tavole 3.1 e 3.2 del PCVB.	Villa	>1,5 km verso ovest

\*Verbale dell'attività di definizione delle aree di rispetto indicate dall'art. 49, commi 2 e 4, delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano Paesaggistico Regionale (PPR) per i beni paesaggistici ed identitari individuati e tipizzati ai sensi dell'articolo 134, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii., come inseriti nel "Repertorio dei beni paesaggistici storicoculturali individuati e tipizzati dal PPR e dei contesti identitari" – Comune di Alghero (SS).

\*\* codice identificativo

**Tabella 6-7: Beni archeologici storico-architettonici – PCVB Comune di Alghero.**



**Figura 6-26: Stralcio delle Tavole 3.2 e 3.2.6 "Carta dei beni archeologici storico-architettonici, zone di tutela – ortofoto" del PCVB e segnalazione dei Beni (freccia arancione) rispetto al Progetto.**

Rispetto alle Norme Tecniche di Attuazione, che, come detto, hanno validità sulla parte di territorio comunale perimetrato nelle tav. 5.1 del PCVB, in relazione alla collocazione del progetto rispetto agli elementi che rivestono un valore archeologico e paesaggistico, si sottolineano i seguenti articoli:

- Art. 12. Ambiti di salvaguardia ambientale – Zone H\*

H1\* Beni archeologici, storico-architettonici e zone di Tutela Integrale.

*Sono le aree di sedime del monumento archeologico o storico-architettonico e le relative zone di tutela integrale così come individuate nelle tav. 3.1, nelle tav. 3.2 e nel verbale conclusivo del procedimento di co-pianificazione di cui all'art. 49, commi 2 e 4 delle NTA del Piano Paesaggistico Regionale. In tali aree si applicano la disciplina d'uso contenuta nelle schede*



monografiche allegata al suddetto verbale e la disciplina d'uso contenuta nelle schede monografiche contenute nell'allegato B alle NTA.

- Art. 13. Altri ambiti di salvaguardia ambientale

*Aree di rispetto A.R.1 Area a tutela condizionata individuata per i monumenti archeologici o storico-architettonici così come individuate nelle tavv. 3.1 e nel verbale conclusivo del procedimento di co-pianificazione di cui all'art. 49, commi 2 e 4 delle NTA del Piano Paesaggistico Regionale. In tali aree non è modificata la destinazione di zona ma non sono ammesse nuove costruzioni o ristrutturazioni che compromettano le caratteristiche di naturalità del contesto e dei luoghi complementari al bene; si applicano, inoltre, la disciplina d'uso contenuta nelle schede monografiche allegata al suddetto verbale e la disciplina d'uso contenuta nelle schede monografiche contenute nell'allegato B alle NTA. Non è comunque ammessa la ristrutturazione nelle architetture storiche" (comma 3 art. 58 NTA PPR).*

In conclusione, il Progetto non interessa direttamente beni culturali, paesaggistici ed identitari elencati nel Programma di Conservazione e Valorizzazione dei Beni Paesaggistici della Bonifica di Alghero (PCVB).

## 6.10.2 Strumenti Urbanistici Comune di Putifigari

### 6.10.2.1 Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Putifigari

Il Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Putifigari è stato approvato con Del. C.C. n. 36 del 22/06/1995 (ultima variante approvata il 09/05/2013).

Il Progetto in questo Comune è caratterizzato dal solo cavidotto terrestre, che percorrerà prevalentemente la viabilità esistente, e pertanto non prevede la realizzazione di manufatti emergenti dal suolo; inoltre, per evitare di interessare il centro abitato, soprattutto durante la fase di cantiere, verrà utilizzata la tecnica della TOC.

Dalla tavola delle **Zone Territoriali Omogenee (ZTO)** disponibile sul geo-portale del Comune di Putifigari (per i dettagli si veda la Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-25B) il Progetto risulta essere collocato nelle ZTO elencate nella Tabella 6-8 (Putifigari - CDU - Lizmap (nemea.cloud).

ZONIZZAZIONE PUC		RIFERIMENTO NTA	CAVIDOTTO TRA SE DI TRASFORMAZIONE E SE DI CONNESSIONE
Zona	Sottozona		
Zona E: Zone agricoli	E2 – Zone agricole suscettibili di immediato sfruttamento produttivo	Art.2 e 10	X
	E3 – Zone agricole caratterizzate da produzioni agricole specializzate		X
	E5 – Zone agricole marginali per l'attività agricola		X
	ESH – Zone agricole occupate da boschi e foreste		X (il cavidotto interessa la viabilità esistente)

**Tabella 6-8: Interferenze tra le ZTO individuate dal PUC di Putifigari e le opere di Progetto Onshore.**

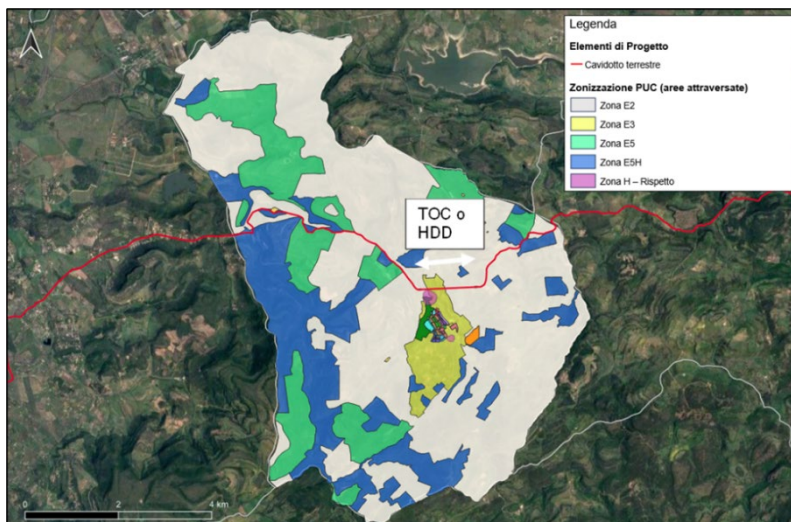


Figura 6-27: Zonizzazione stabilita dal PUC nell’area potenzialmente interessata dalle opere di Progetto Onshore<sup>18</sup>.

Articolo	Sottozona	Interventi ammessi	Considerazioni per il cavo dritto terrestre
Art. 02	E5	- Conservazione, difesa, ripristino, restauro e fruizione della risorsa - Mantenimento delle attività esistenti compatibili con l’ambiente - Opere di difesa e ripristino ambientale - Opere di pubblica utilità o preminente interesse pubblico (autorizzazione ex art. 7 L. 1497/1939)	- Il tracciato attraversa marginalmente l’Oasi “Surigheddu”, compatibilità da valutare in fase di istruttoria.
Art. 02	ESH	- Conservazione, difesa, ripristino, restauro e fruizione della risorsa - Mantenimento delle attività esistenti compatibili con l’ambiente - Opere di difesa e ripristino ambientale - Opere di pubblica utilità o preminente interesse pubblico (autorizzazione ex art. 7 L. 1497/1939)	- Il tracciato attraversa aree di attenzione per la chiroterofauna, compatibilità da valutare in fase di istruttoria.
Art. 10	-	Verifica di compatibilità ambientale per gli interventi in zona agricola: - Movimenti di terra - Condizioni di idrografia e permeabilità dei suoli - Approvvigionamento idrico e smaltimento dei liquami - Specie arboree ed arbustive	- La verifica di compatibilità ambientale dovrà essere svolta in fase di istruttoria, considerando l’impatto del cavo dritto su tutti gli aspetti elencati.
Tavola dei Vincoli	-	- Oasi “Surigheddu”: compatibilità da valutare in fase di istruttoria. - Aree di attenzione per la chiroterofauna: compatibilità da valutare in fase di istruttoria. - Fascia di 150 m dai fiumi: compatibilità da valutare in fase di istruttoria (D. Lgs 42/2004).	- Il tracciato attraversa diverse aree vincolate, la compatibilità del cavo dritto dovrà essere valutata in fase di istruttoria.

Tabella 6-9: Tabella di Sintesi delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PUC di Putifigari “Aree agricole”.

<sup>18</sup> Putifigari - CDU - Lizmap (nemea.cloud).

Dalla **Tavola dei “Vincoli” del PUC**, di cui è riportato uno stralcio nella immagine seguente, si evince che il tracciato del cavidotto terrestre attraversa le seguenti aree vincolate:

- Marginalmente, l’Oasi permanenti di protezione faunistica e di cattura proposte “Surigheddu” (cod. OASI\_SS\_21) rientrante tra le aree non idonee all’insediamento di impianti eolici ai sensi della Delibera n. 40/11 del 07/08/2015;
- Aree di attenzione per presenza chiroterofauna, definite da un buffer di 5 km da siti della chiroterofauna localizzati nel comune di Ittiri;
- Fascia di 150 m dai fiumi (art. 142 c.1 lett c) D. Lgs 42/2004).

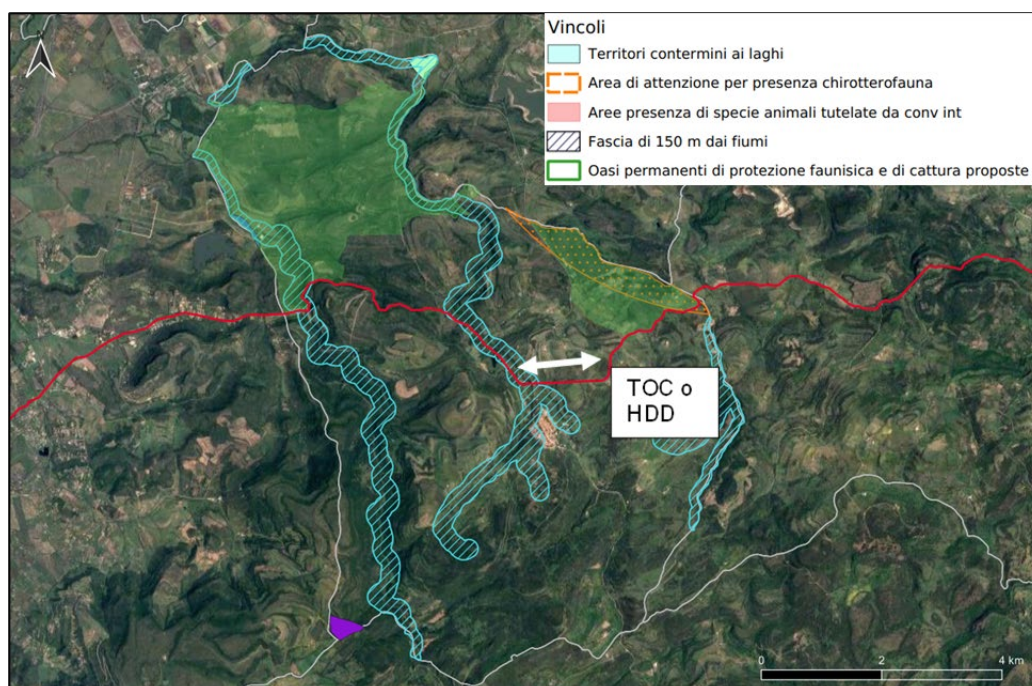


Figura 6-28: Tavola dei "Vincoli" PUC Putifigari e tracciato del cavidotto in rosso<sup>19</sup>.

Rispetto al Regolamento Edilizio comunale si sottolinea l’art. 130 “*Salvaguardia ecologica*”, che specifica: “*Il P.U.C. persegue l’obiettivo della salvaguardia ecologica, tutelando i valori e le risorse naturali e riducendo al minimo l’alterazione degli ambienti meritevoli di conservazione.*”

<sup>19</sup> Putifigari - CDU - Lizmap (nemea.cloud).

Oggetto	Descrizione
Obiettivo	Salvaguardia ecologica, tutela dei valori e delle risorse naturali, minimizzazione dell'alterazione degli ambienti meritevoli di conservazione.
Autorizzazione	Necessaria per qualsiasi alterazione delle condizioni naturali del terreno, anche provvisoria (sterri, rinterrati, accatastamento o deposito all'aperto di materiali).
Divieti	Alterare il deflusso naturale delle acque di pioggia o dei corsi d'acqua superficiali; alterare il coefficiente di assorbimento idrico del terreno naturale e/o provocarne l'inquinamento.

**Tabella 6-10: Tabella di Sintesi del Regolamento Edilizio Comunale - Articolo 130 "Salvaguardia ecologica".**

*L'art. 9 "Funzioni non compatibili – definizioni – disciplina" evidenzia inoltre che: "1. Si definiscono funzioni non compatibili con il Territorio Urbanizzato (TU) ed il Territorio urbanizzabile (TUZ).*

Funzioni non compatibili con il Territorio Urbanizzato (TU) ed il Territorio urbanizzabile (TUZ)	Funzioni non compatibili con il Territorio Rurale (TRU)
Emissione di particelle solide, liquide e gassose inquinanti	Modificazioni delle caratteristiche orografiche del territorio non legate a necessità agricole
Emissione di suoni dannosi o non conformi al D.P.C.M. 14/11/1997	Alterazioni significative della flora con abbattimento o introduzione di essenze non produttive agricole
Emissione di vibrazioni compromettenti la statica dei suoli e degli edifici	Uso costante del territorio non legato alla produzione agricola o al mantenimento/ fruizione dell'assetto naturale
Innesco di processi chimici o fisici di difficile controllo e pericolosi	
Produzione o deposito di materiali di difficile rimozione o smaltimento	
Detenzione di materiali infiammabili od esplosivi (esclusi usi domestici)	
Induzione di traffico veicolare eccessivo per l'assetto urbano o le vie di comunicazione	

**Tabella 6-11: Tabella di Sintesi del Regolamento Edilizio Comunale - Articolo 9 "Funzioni non compatibili – definizioni – disciplina"**

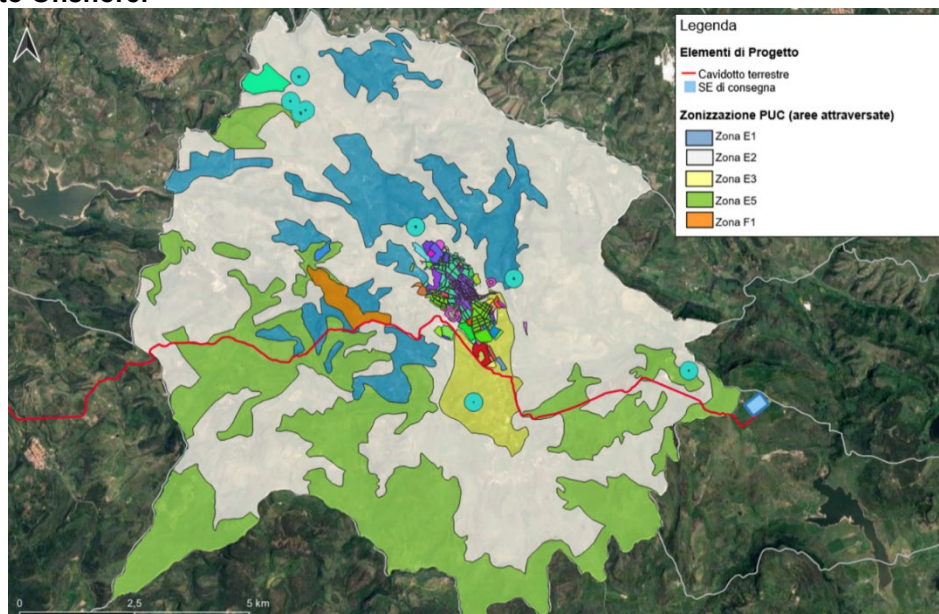
### 6.10.3 Strumenti Urbanistici Comune di Ittiri

#### 6.10.3.1 Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Ittiri

Il Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Ittiri, approvato con Deliberazione di Consiglio Comunale n. 71 del 30/11/2002. Con delibera di Consiglio Comunale n. 15 del 17/05/2023 è stata adottata la Variante sostanziale n. 17. Come per il Comune di Putifigari, anche il Comune di Ittiri è interessato dalla sola realizzazione del cavidotto terrestre e pertanto non sono previsti manufatti emergenti sul suo territorio. Dalle Tavole del PUC: “Planimetria di zonizzazione del territorio urbano” e “Planimetria di zonizzazione del territorio extraurbano”, disponibili sul geo-portale del Comune di Ittiri, emerge quanto schematizzato nella Tabella 6-12 (NeMeA - Geoportal+ - Comune di Ittiri). Per i dettagli si veda la Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-25C.

ZONIZZAZIONE PUC		RIFERIMENTO NTA	CAVIDOTTO TRA SE DI TRASFORMAZIONE E SE DI CONNESSIONE
Zona	Sottozona		
Zona E: Zone Agricole	E1 – Zone agricole caratterizzate dalla presenza di attività tipiche e specializzate in prevalenza costituite da oliveti e vigneti	Artt. 27,28,30,31,32 e 36	X
	E2 – Zone agricole di primaria importanza per la funzione agricola produttiva o caratterizzate dalla presenza di attività agricole varie		X
	E3 – Zone agricole caratterizzate da un elevato frazionamento fondiario, per cui si ammette l'uso finalizzato all' attività agricola e alla residenza		X
	E5 – Zone agricole di elevato valore ambientale, marginali per l'insediamento agricolo, costituite in prevalenza da macchia alta, bosco e pascolo arborato		X
Zona F: Zone per insediamenti turistici e attrezzature ricettive	F1 – Zone per attrezzature turistiche – ricettive (località Monte Pedrosu)	Art. 38	X

**Tabella 6-12: Interferenze tra le Zone Territoriali Omogenee individuate nel PUC di Ittiri e le opere di Progetto Onshore.**



**Figura 6-29: Zonizzazione PUC del comune di Ittiri nell'area interessata dalle opere di Progetto onshore<sup>20</sup>.**

<sup>20</sup> NeMeA - Geoportal+ - Comune di Ittiri.

Si riportano di seguito sintesi delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PUC aventi rilevanza per la tipologia di progetto analizzato, in relazione alle zone attraversate dal tracciato del cavidotto terrestre.

- TITOLO VII - Norme di attuazione per il territorio extraurbano contenenti le disposizioni necessarie per misurare la compatibilità ambientale dei progetti di trasformazione.

Zona	Compatibilità Ambientale	Interventi Consentiti	Interventi Non Consentiti	Prescrizioni Specifiche
E1	Mantenimento del paesaggio agricolo	Interventi a favore di attività agricole e zootecniche	Modifica della rete dei percorsi interpoderali	Rimozione di muri a secco, alberature a filari, siepi
E2	Compatibilità con l'equilibrio ambientale	Interventi agricoli e residenziali	Alterazione o demolizione di manufatti storici	Recinzioni non in muratura a secco
E3	Compatibilità con l'equilibrio ambientale	Interventi agricoli e residenziali	Alterazione o demolizione di manufatti storici	Recinzioni non in muratura a secco
E5	Tutela del valore ambientale	Solo interventi di conservazione, difesa, ripristino, restauro e fruizione	Alterazioni allo stato dei luoghi	Nuove costruzioni
E5	Opere di difesa e ripristino ambientale	Opere di pubblica utilità		Autorizzazione ex art. 7 legge n° 1497/1939

**Tabella 6-13: Tabella di Sintesi - Norme Tecniche di Attuazione (NTA) per il Cavidotto Terrestre.**

Dalla Tavola dei “Vincoli”, di cui è riportato uno stralcio nella immagine seguente, si evince che il tracciato del cavidotto terrestre attraversa le seguenti aree vincolate:

- marginalmente, l’Oasi permanenti di protezione faunistica e di cattura proposte “Surigheddu” (cod. OASI\_SS\_21) rientrante tra le aree non idonee all’insediamento di impianti eolici ai sensi della Delibera n. 40/11 del 07/08/2015;
- Fascia di 150 m dai fiumi (art. 142 c.1 lett c) D. Lgs 42/2004);
- Fascia di 150 m dalle acque pubbliche individuate dal PPR.

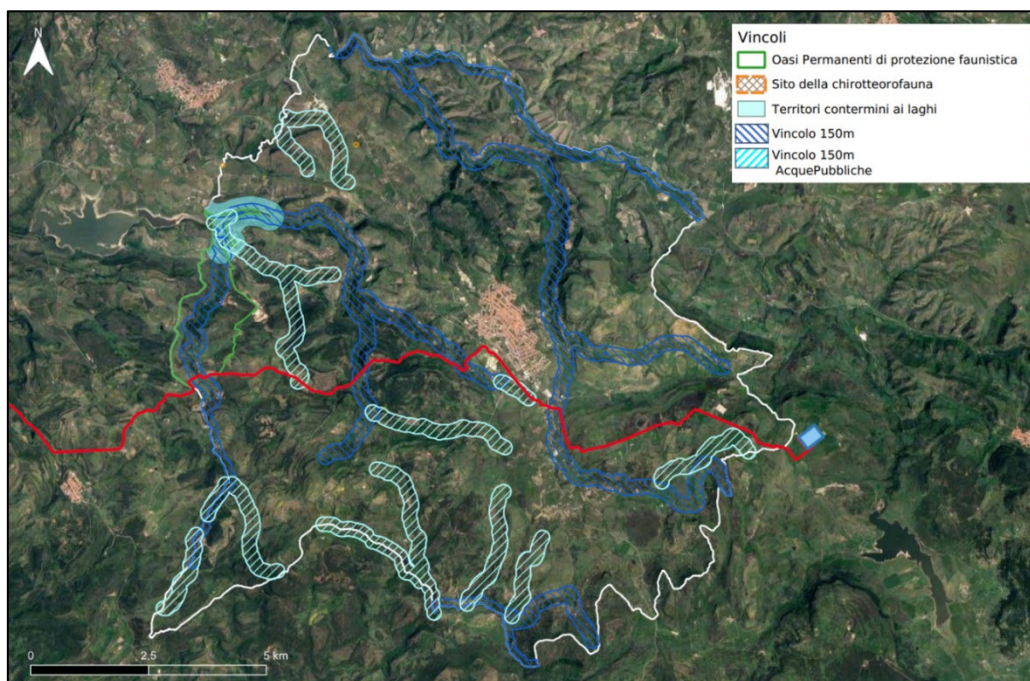


Figura 6-30: Tavola dei "Vincoli" PUC Ittiri e tracciato del cavidotto terrestre in rosso<sup>21</sup>.

#### 6.10.4 Strumenti Urbanistici Comune di Bessude

##### 6.10.4.1 Programma di Fabbricazione (PdF) del Comune Di Bessude

Il piano urbanistico e territoriale vigente nel comune di Bessude è rappresentato dal Programma di Fabbricazione (PdF) e Regolamento edilizio (Re) approvati con deliberazione del Consiglio Comunale n. 1 del 28/02/1977 (ultima variante approvata il 23/06/1990 con del. C.C. n. 34).

Tuttavia, né all'interno del sito del Comune né sul geoportale regionale dedicato alla consultazione dei Piani urbanistici comunali<sup>22</sup> è pubblicato alcun elaborato cartografico. Pertanto, le informazioni relative alla zonizzazione territoriale fanno riferimento sia al Piano Urbanistico Provinciale - Piano Territoriale di Coordinamento (PUP-PTC) di Sassari, approvato dal Consiglio provinciale con Delibera n.18 il 04/05/2006 (attualmente ancora in fase di adeguamento al PPR), che alla pianificazione territoriale contenuta tra gli elaborati del Piano Particolareggiato del Centro Matrice del Comune di Bessude in adeguamento alle norme del Piano Paesaggistico Regionale (approvato con deliberazione del Consiglio Comunale n. 33 del 08/10/2018).

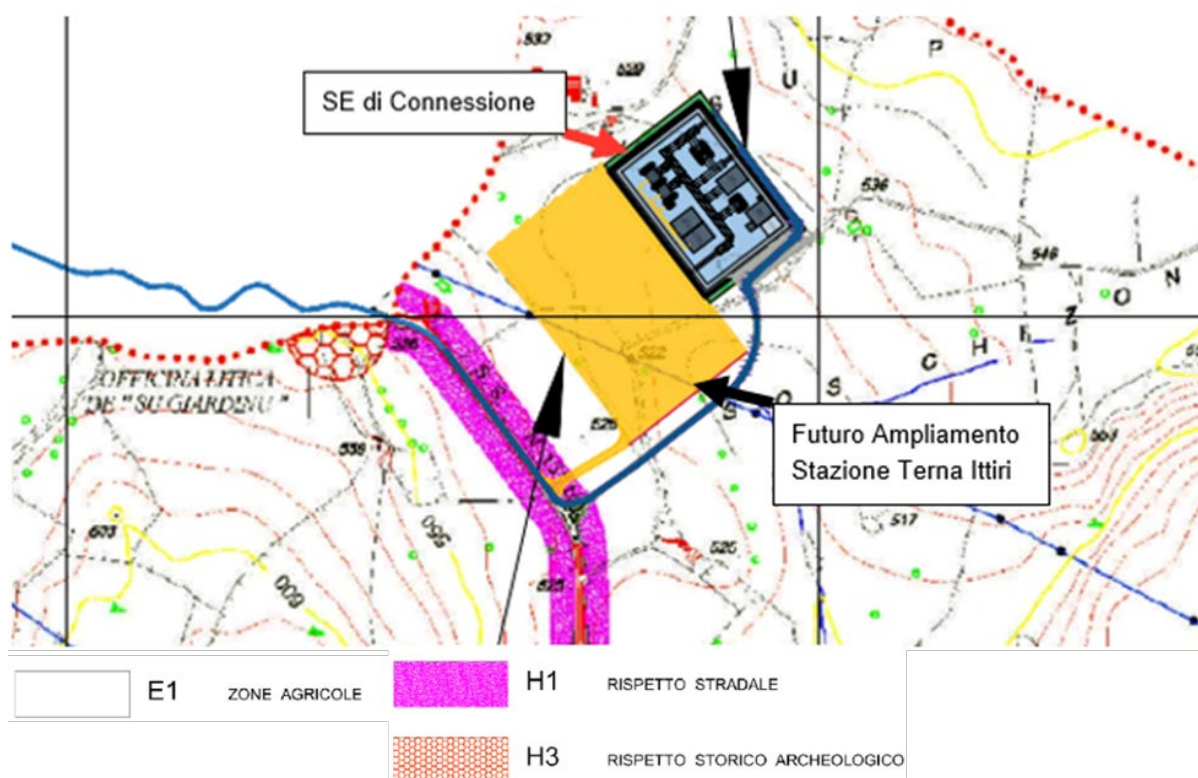
Dall'interpolazione della Tavola A-G17 "Geografia dell'organizzazione dello spazio – Sistema della pianificazione urbanistica comunale" (aggiornata al 2008) e della Tavola n.3 "Analisi territoriale: pianificazione territoriale" del Piano Particolareggiato del Centro Matrice disponibile sul sito del Comune di Bessude, che evidenzia la Zonizzazione extraurbana del Piano di Fabbricazione vigente, emerge che la SE di Connessione è collocata in "Zona agricola" (cfr. Tabella 6-14) come rappresentato in Figura 6-30.

<sup>21</sup> NeMeA - Geoportal+ - Comune di Ittiri.

<sup>22</sup> <https://www.sardegna territorio.it/urbanistica/pianiurbanistici.html>

ZONIZZAZIONE TERRITORIALE		RIFERIMENTO NTA	CAVIDOTTO TRA SE DI TRASFORMAZIONE e SE DI CONNESSIONE	SE DI CONNESSIONE
Zona	Sottozona			
Zona E: Zone Agricole	E1 – Zone con una produzione agricola tipica e specializzata	Art. 43	X	X
Zona H	H1 – Rispetto stradale	-	X	

**Tabella 6-14: Interferenze tra le Zone Territoriali Omogenee individuate dal PdF di Bessude e le opere di Progetto Onshore.**



**Figura 6-31: Zonizzazione territoriale del comune di Bessude interessata dalle opere di Progetto Onshore.**

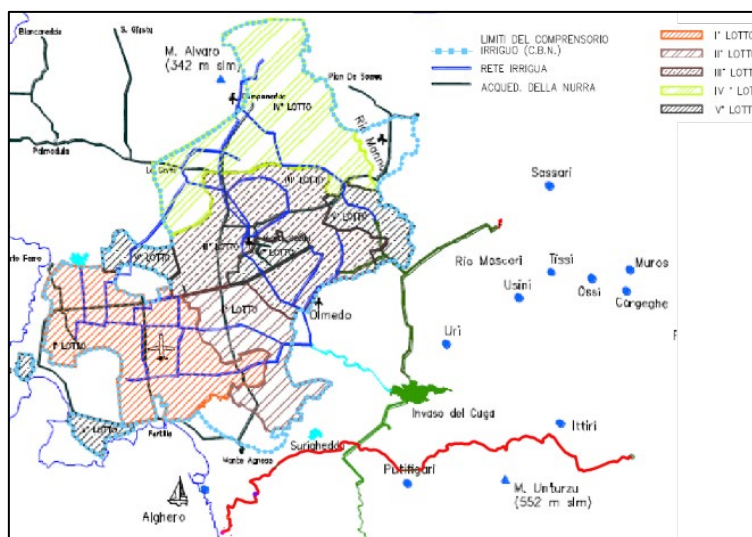
### 6.10.5 Piano del Consorzio di bonifica della Nurra

Il Consorzio di Bonifica della Nurra è un Ente Pubblico istituito nel 1963, che opera per la valorizzazione del territorio in collaborazione con gli Enti locali della zona. Il suo ambito operativo comprende i territori dei comuni di Sassari, Alghero, Porto Torres, Stintino, Olmedo e Uri, estendendosi su circa 83 mila ettari. La Giunta Regionale della Sardegna fornisce direttive sull'attività programmatoria, gestionale e contabile dei consorzi di bonifica.

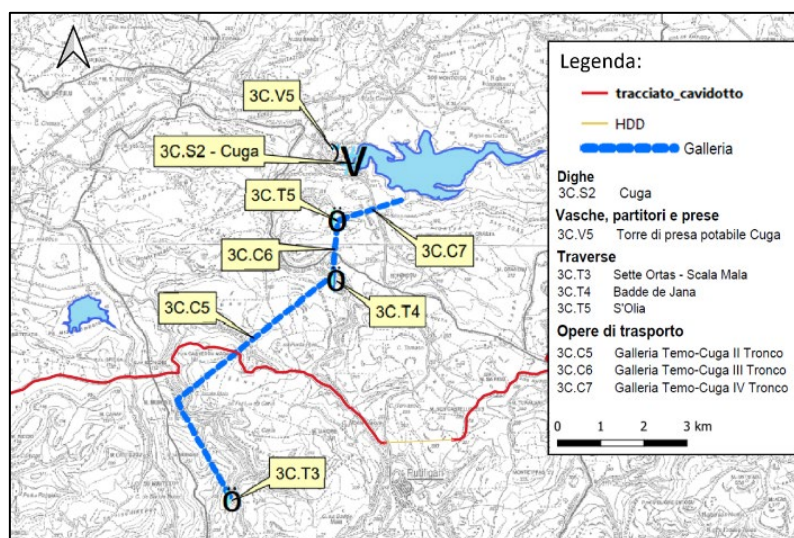
Secondo disposizioni regionali, i terreni agricoli irrigati gestiti dal Consorzio rientrano tra le aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. In una procedura relativa alla definizione dei contenuti di un SIA (Studio di Impatto Ambientale), la Regione Sardegna ha evidenziato la necessità di valutare e risolvere le interferenze di un elettrodotto con le zone irrigue gestite dal Consorzio di Bonifica della Nurra.



Sebbene l'impronta del progetto sia al di fuori dei limiti del comprensorio irriguo, il tracciato del cavidotto terrestre attraversa un'opera di adduzione tra due principali opere di accumulo: i bacini artificiali sul Rio Cuga a Nuraghe Attentu e sul fiume Temo a Monteleone Rocca Doria.



**Figura 6-32: Rappresentazione grafica del Comprensorio e sistema di adduzione e distribuzione principale. L'impronta di Progetto è rappresentata in rosso<sup>23</sup>.**



**Figura 6-33: Schema idraulico del sistema Nord Occidentale denominato Alto e Medio Temo - Cuga - Bidighinzu - Mannu di Ozieri. Impronta di Progetto in rosso<sup>24</sup>.**

In particolare, l'interferenza si riscontra a livello dell'opera di trasporto 3C.C5 Galleria Temo – Cuga II Tronco appartenente alle opere di derivazione e regolazione risorse Rio Cuga e bacini limitrofi. La galleria non circolare a pelo libero in cemento armato ordinario, misura 2,6 m di

<sup>23</sup> Programma delle opere pubbliche del triennio 2021-2023 in allegato alla Deliberazione del Consiglio dei Delegati n.4 del 20.07.2021.

<sup>24</sup> Ente acque della Sardegna, 2007.

diametro e si origina dalla Traversa Sette Ortas e termina in corrispondenza della Traversa Badde de Jana coprendo una distanza di circa 5,6 km (Figura 6-31).

A tal riguardo si evidenzia che la limitata profondità di posa del cavidotto (di circa 1,7 m dal piano campagna) permetterà di sovrappassare tale galleria, posta a profondità superiore, evitandone un interessamento diretto.

#### **6.10.6 Piano Regolatore Territoriale Consortile del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese - P.R.T.C.**

Il Piano Regolatore Territoriale Consortile (P.R.T.C.) è lo strumento urbanistico che disciplina l'assetto territoriale delle aree che fanno parte del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese, ricadenti nei Comuni di Oristano e Santa Giusta. Attualmente il PRTC è applicato nella formulazione della Variante n. 8, approvata con Determinazione n. 1969/DG del 10/06/2013 dell'Assessorato Regionale agli Enti Locali, Finanze ed Urbanistica.

#### **6.10.7 Piano Paesaggistico Regionale della Regione Sardegna (PPR)**

Il 25 ottobre 2013, la Giunta regionale della Sardegna ha dato un via preliminare all'aggiornamento e revisione del Piano Paesaggistico Regionale (PPR), inizialmente approvato definitivamente nel 2006. Questo piano identifica 27 aree costiere di paesaggio, tra cui l'Ambito Paesaggistico n. 13, denominato "Alghero", che include Alghero, Olmedo, parte di Sassari, Uri e Putifigari. Per quanto riguarda lo sviluppo nell'entroterra, nei comuni di Ittiri e Bessude, il PPR non specifica ambiti di paesaggio.

Il progetto in esame presenta delle interferenze con le aree individuate dal PPR e le opere onshore, con particolare attenzione ai vincoli paesaggistici riconosciuti dal Codice dei Beni Culturali. In particolare:

- l'approdo del cavidotto marino alla terraferma verrà realizzato con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) che consiste in una perforazione sotterranea; pertanto, non vi sarà interferenza in superficie se non a partire dall'area di collocazione della buca giunti Terra-Mare;
- rispetto all'interferenza da parte del tracciato del cavidotto terrestre con il vincolo paesaggistico art. 142 c.1 lett. g) del Dlgs 42/2004 "Territori coperti da foreste e da boschi", il cavidotto verrà posato lungo la viabilità esistente senza interessare il bosco.

Si rimanda alle seguenti Tavole, le cui informazioni sono state estrapolate dalle diverse tavole tematiche del PPR e da dati vettoriali disponibili sul Geoportale Regionale ([sardegnageoportale.it](http://sardegnageoportale.it)), per i dettagli cartografici:

- OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-10 Area Near Shore - Inquadramento su Carta dei Beni Paesaggistici D.Lgs. 42/2004;
- OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-16 Area Onshore - Inquadramento Su Beni Paesaggistici D.Lgs. 42/2004;
- OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-17 Area Onshore - Inquadramento Su Piano Paesaggistico Regionale (PPR).

Beni e aree vincolate su cui vigono le misure di salvaguardia del PPR		Approdo cavi marini (buca giunti terra-mare)	Cavidotto onshore tra approdo e se trasformazione	Se trasformazione	Cavidotto tra se trasformazione e se di connessione	Se di connessione
Beni paesaggistici tutelati dal PPR (art. 143 D.lgs 42/2004)	Fascia costiera	X	X	X	X	
	Sistemi a baie e promontori, scogli e piccole isole, falesie e versanti costieri	Attraversamento in TOC				
	Aree caratterizzate da edifici e manufatti di valenza storico-culturale				X	
Aree di notevole interesse pubblico (art. 136 D.lgs 42/2004)	Alghero Zona panoramica costiera (DM 04/07/1966)	X	X	X	X	
Aree tutelate per legge (art. 142 c.1 D.lgs 42/2004)	Let. a) Territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare	X				
	Let. g) Territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboscimento, come definiti dal D.lgs. 227/01 (art.142 c.1 let. g D.Lgs 42/2004)				X	
	Let. c) Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con R.D. 1775/33, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 m ciascuna			Attraversamento in TOC		X
<b>ASSETTO AMBIENTALE – Componenti di Paesaggio</b>						
Aree naturali e sub naturali	Macchia, dune ed aree umide	Attraversamento in TOC			X	
	Boschi				X	
Aree seminaturali	Praterie e spiagge	Attraversamento in TOC			X	X
Aree ad utilizzazione agro-forestale	Colture arboree specializzate		X	X	X	
	Colture erbacee specializzate	Buca giunti Terra-Mare	X		X	
Aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate	Aree di gestione speciale ente foreste					
<b>ASSETTO AMBEINTALE – Aree recupero ambientale</b>						
Piano di bonifica dei siti inquinati (DGR 45/34 del 05/12/2003 e DGR 27/13 del 01/06/2011)	Aree minerarie dismesse		X			
<b>ASSETTO INSEDIATIVO</b>						
Aree delle infrastrutture	Rete della viabilità	Buca giunti Terra-Mare	X		X	
	Linee elettriche				X	

**Tabella 6-15: Riassunto interferenze tra le aree individuate dal PPR e le opere di Progetto Onshore<sup>25</sup>.**

<sup>25</sup> <https://www.sardegnaeoportale.it>

Maggiori dettagli e approfondimenti sono consultabili nell'elaborato specialistico Relazione Paesaggistica e Studio di Impatto Ambientale.

#### **6.10.8 Piano Urbanistico Provinciale e Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Sassari - Pup/Ptc**

La Delibera del Consiglio Provinciale n. 13 del 29 febbraio 2000 adotta preliminarmente il Piano Urbanistico Provinciale e Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Sassari, conferendo al Piano Urbanistico Provinciale valore di Piano territoriale di coordinamento secondo le normative regionali vigenti. Il processo di realizzazione del Piano implica il coinvolgimento e la collaborazione dei Comuni e degli altri attori della società territoriale. Successivamente, il Piano è stato oggetto di una revisione che ha ridisegnato il suo ambito territoriale, limitandolo alla sola Provincia di Sassari come definita dalla Legge Regionale n. 9 del 12 luglio 2001, che ha istituito la nuova Provincia di Olbia – Tempio. Questa revisione è stata approvata dal Consiglio provinciale nel maggio del 2006.

Il Piano si propone di recuperare l'identità paesaggistica e i valori culturali, nonché di gestire in modo sostenibile le risorse, mentre gli strumenti orientati allo sviluppo locale sono volti ad ampliare le funzioni della Provincia di coordinamento. Il Piano si articola attorno a diverse linee guida, tra cui la protezione dell'ambiente, lo sviluppo turistico integrato e l'innovazione economica.

Attraverso il progetto "Patto per il Nord Ovest", avviato nel maggio del 2007 e sottoscritto da Comuni e attori socioeconomici, la Provincia mira a sviluppare una strategia di crescita economica, sociale e culturale condivisa.

Il Piano Urbanistico Provinciale/Piano Territoriale di Coordinamento mira a promuovere una nuova organizzazione urbana del territorio provinciale, garantendo una qualità urbana specifica, una collocazione soddisfacente nel modello di sviluppo del territorio e coordinando le risorse e le potenzialità di ogni centro. Tuttavia, la Legge regionale del 4 febbraio 2016 ha abrogato gli articoli 16 e 17 della Legge regionale n. 45 del 1989, pertanto le Province non sono più coinvolte nella pianificazione territoriale in conformità a questa normativa regionale.

#### **6.10.9 Piano di Azione Coste – PAC**

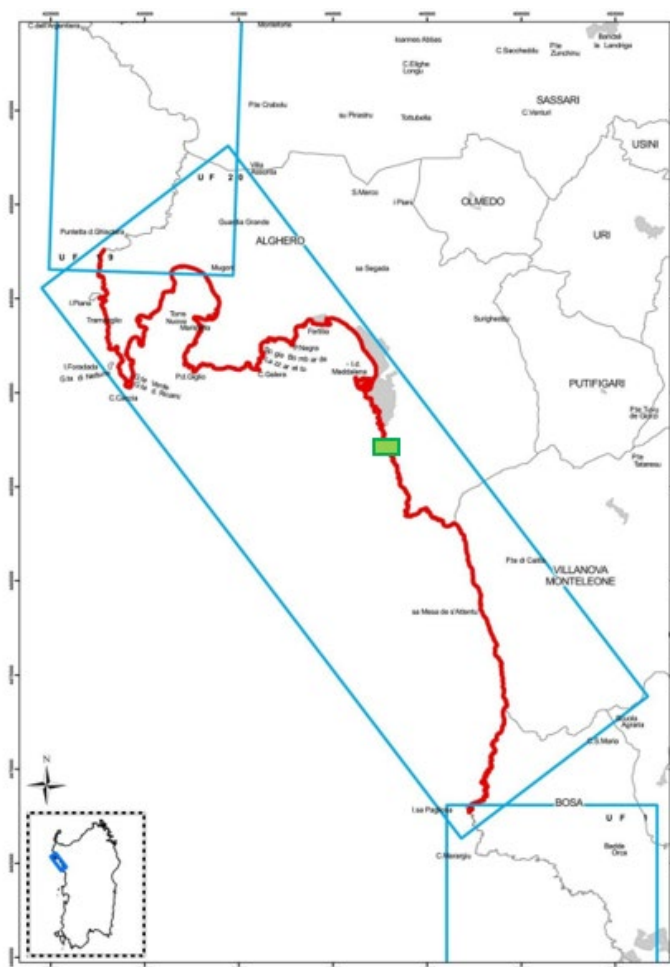
Il Piano di Azione Coste (PAC) della Regione Sardegna è uno strumento completo per la gestione della fascia costiera, focalizzato sulla tutela dell'assetto geomorfologico. Il PAC identifica e classifica i fenomeni di arretramento della linea di costa, come l'erosione dei litorali sabbiosi e i dissesti franosi delle zone rocciose, che hanno implicazioni ambientali, economiche e di sicurezza pubblica.

Il piano riconosce che tali fenomeni non sono solo negativi ma riflettono anche le dinamiche naturali dei sistemi fisici terrestri, che possono essere influenzate dall'intervento umano. Gli obiettivi del PAC si dividono in tre ambiti principali:

- Metodologico-Descrittivo: definisce l'approccio tecnico e metodologico per raggiungere gli obiettivi del piano, inclusi l'inquadramento del contesto costiero, la scala del rilevamento, e la descrizione delle fenomenologie rilevate.
- Programmatico: individua le aree costiere più critiche e propone progetti strategici per la difesa costiera, distinguendo tra spiagge e coste rocciose.
- Informativo: gestisce la raccolta, l'organizzazione e l'informazione dei dati in una struttura georeferenziata.

Per quanto riguarda le coste rocciose, l'erosione dipende dalle caratteristiche geomeccaniche del terreno, dalla morfologia e dall'esposizione agli agenti atmosferici e marini. L'erosione contribuisce alla formazione di nuove spiagge ma comporta anche rischi per le aree urbanizzate, le infrastrutture e il patrimonio archeologico.

L'area interessata dalle opere previste dal progetto ricade nell'Unità Fisiografica n. 20 "Pta Cristallo - Pta sos Attentosù".



**Figura 6-34: Mappa dell'Unità Fisiografica n. 20 "Pta Cristallo – Pta sos Attentosù" (in verde è indicato il punto di approdo).**

L'Unità Fisiografica in questione comprende due settori costieri molto differenti tra loro: il settore costiero settentrionale, situato nel comune di Alghero, che include il Promontorio di Capo Caccia, i golfi di Porto Conte e di Alghero, le bonifiche di Fertilia e i sistemi idrografici del Rio Calich e Rio Barca; e il settore costiero meridionale, che coinvolge i comuni di Villanova Monteleone e Montresta e comprende il sistema roccioso dalla Torre di Poglina alle falesie di Capo Marargiu.

L'elevata importanza ambientale del sistema marino-costiero ha portato alla creazione dell'area SIC "Capo Caccia (con le Isole Foradada e Piana) e Punta del Giglio", della ZPS "Capo Caccia" e dell'Area Marina Protetta di "Capo Caccia-Isola Piana". Inoltre, è stata istituita la ZSC "Entrotterra e zona costiera tra Bosa, Capo Marargiu e Porto Tangone".

Secondo quanto riportato dal Piano di Assetto Costiero (PAC), l'area di intervento non sembra interferire né con aree protette e/o siti della Rete Natura 2000, né con tratti di costa rocciosa ad alta criticità. Va notato che il tratto "S.P. 105 Alghero - Bosa: Il Cantaro" è identificato dal PAC come un tratto costiero ad alta criticità, ma l'utilizzo della tecnica TOC per l'approdo permette di escludere il coinvolgimento del tratto costiero.

### 6.10.10 Piano di Gestione del distretto idrografico della Sardegna

Il Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna, conforme alla direttiva quadro sulle acque (direttiva 2000/60/CE), è uno strumento fondamentale per pianificare, attuare e monitorare le azioni finalizzate alla protezione, al risanamento e al miglioramento dei corpi idrici superficiali e sotterranei. Questo piano prevede una revisione ogni 6 anni.

Attualmente, si sta lavorando sul riesame e l'aggiornamento del Piano di Gestione per il terzo ciclo di pianificazione (2021-2027), come stabilito dalla deliberazione del Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale numero 2 del 11 febbraio 2022. Una volta completata questa fase, il piano sarà sottoposto all'approvazione finale a livello statale, secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo 152/2006 e successive modifiche.

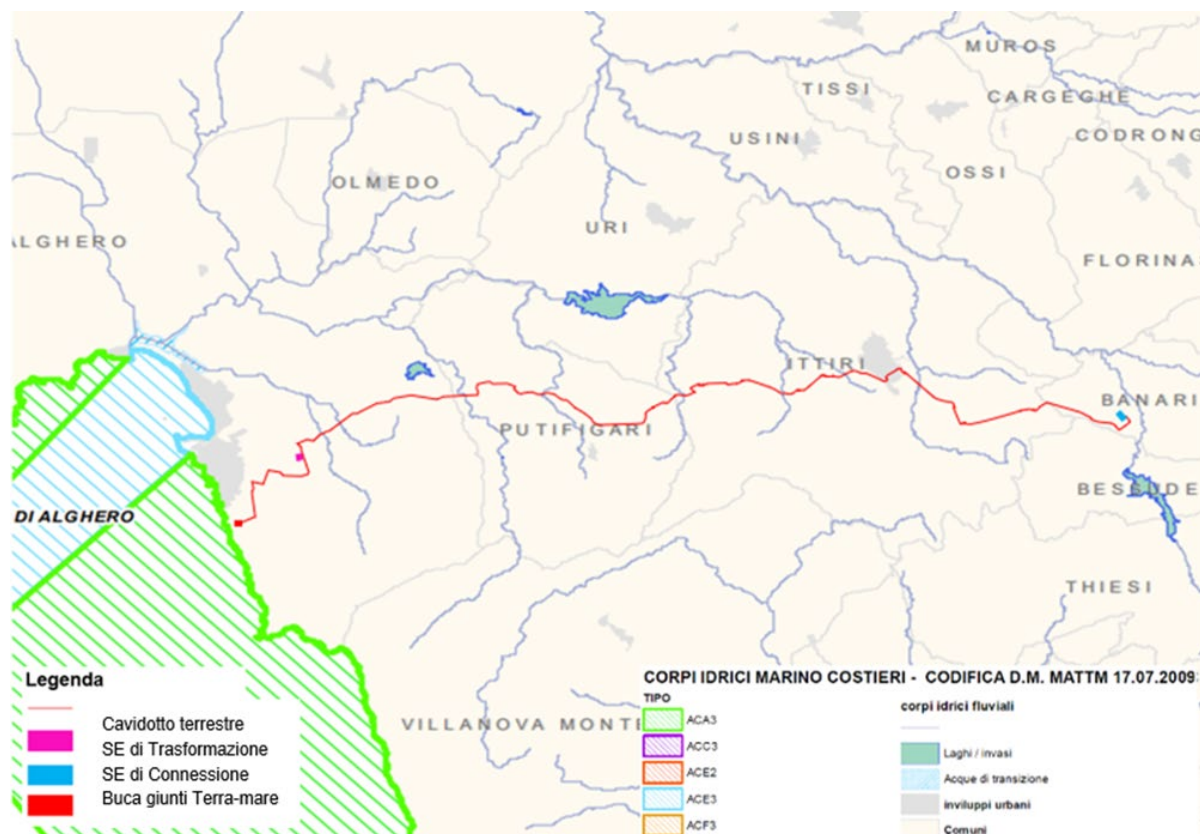
Nella tavola di Piano relativa alla caratterizzazione dei corpi idrici superficiali, è evidente, nell'area di Progetto, l'assenza di corsi d'acqua significativi.

In sintesi, il Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna è un documento cruciale per la gestione delle risorse idriche, e attualmente si sta lavorando per aggiornarlo e adattarlo alle esigenze del periodo di pianificazione in corso.



**Figura 6-35: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio allegato 2 - Tavola 1 - Caratterizzazione corpi idrici superficiali.**

Con riferimento al corpo idrico costiero dell'area di approdo, questo è classificato come tipo AC – A3 “Rilievi montuosi/bassa stabilità” (rif. § 4.5 della Relazione generale di Piano), come si evince dalla seguente Figura 6-35 (stralcio tavola di Piano relativa alla caratterizzazione dei corpi idrici marino costieri).



**Figura 6-36: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio allegato 2 - Tavola 2 - Caratterizzazione corpi idrici marino costieri.**

Non si rilevano corpi idrici soggetti a pressioni significative per scarichi puntuali, mentre si riscontrano pressioni diffuse da carichi agricoli/zooteχνici, tuttavia si ritiene che la tipologia delle opere in Progetto non interferiscano con le misure di Piano in programma per la riduzione di tali impatti.

Con riferimento alle aree protette, sono state consultate le inerenti cartografie di Piano relative a: zone vulnerabili da nitrati (Tav. 1), bacini drenanti aree sensibili (Tav. 2), aree marine protette e parchi (Tav. 3), SIC e ZCS (Tav. 4), ZPS (Tav. 5), oasi di protezione (Tav. 6), aree RAMSAR (Tav. 7), balneazione (Tav. 8).

Si segnala che l'area di Progetto non ricade in zone vulnerabili da nitrati (rif. Tav. 1) e che l'area di approdo non rientra in zone interdette alla balneazione (rif. Tav. 8).

Nel seguito si riportano stralci delle restanti tavole di Piano per l'identificazione delle zone protette eventualmente presenti nell'intorno dell'area di Progetto.



Figura 6-37: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio allegato 5 - Tavola 2 - Aree protette - Bacini drenanti aree sensibili.

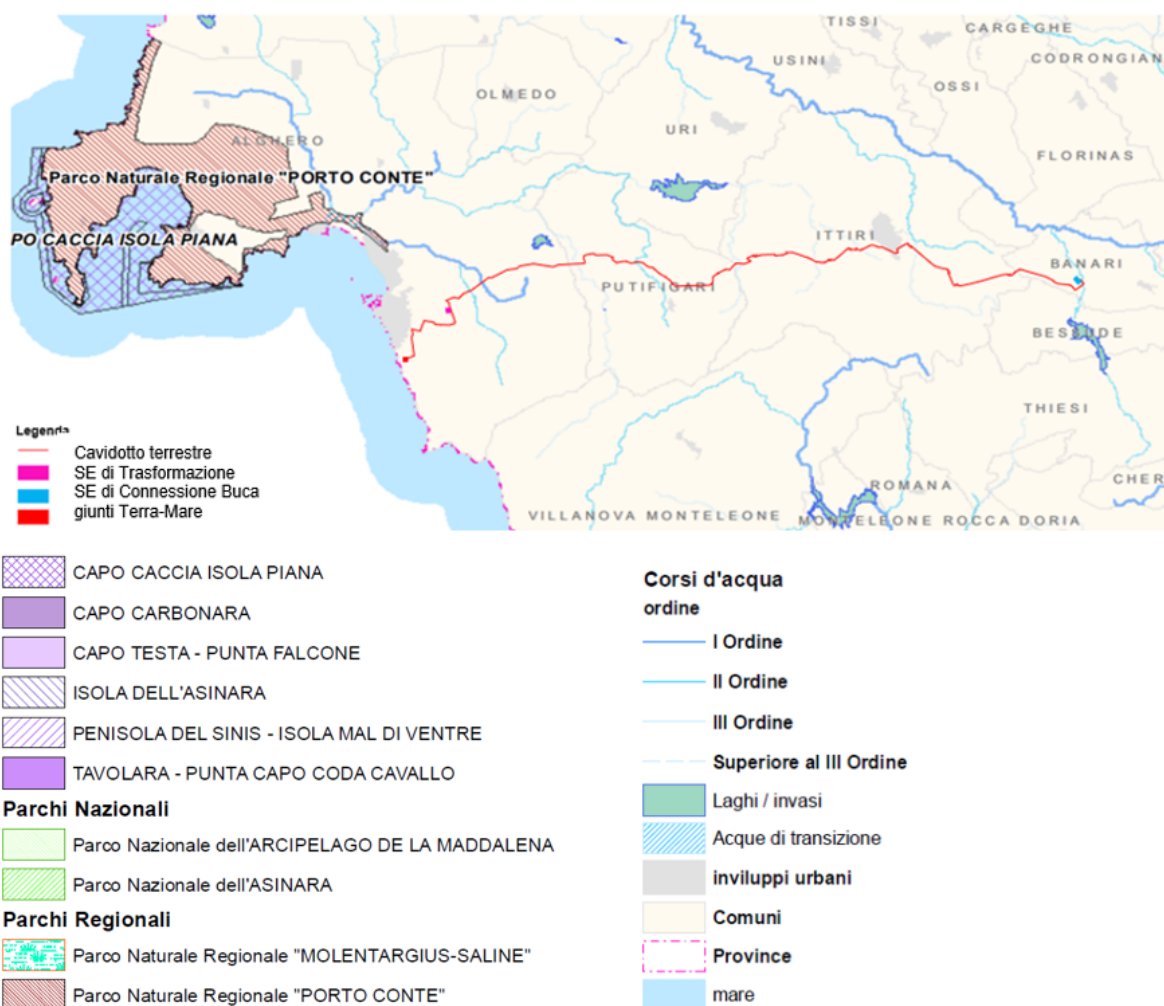


Figura 6-38: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio allegato 5 - Tavola 3 - Aree protette - Aree marine protette e parchi.





Figura 6-39: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio allegato 5 - Tavola 4 - Aree protette - SIC e ZSC.



Figura 6-40: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio allegato 5 - Tavola 5 - Aree protette - ZPS.

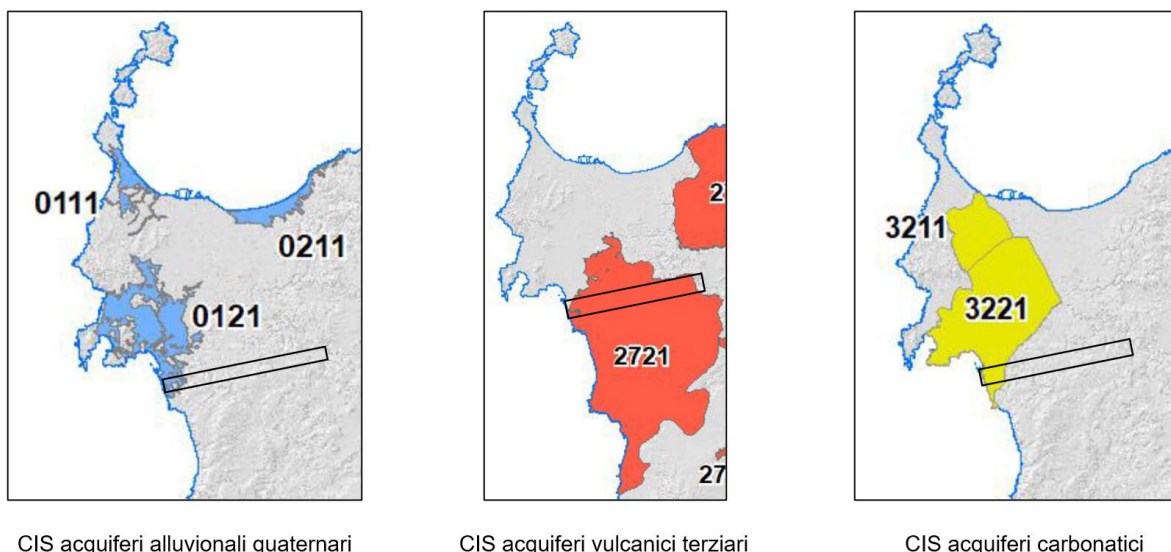


**Figura 6-41: Piano di gestione distretto idrografico - Stralicio allegato 5 - Tavola 6 - Aree protette – Oasi.**

L'area di Progetto ricade all'interno del bacino del rio Barca (drenante aree sensibili), non si ritiene comunque che le tipologie di opere previste abbiano influenza su tali zone.

Si segnala, inoltre, la presenza a nord dell'area di Progetto delle seguenti zone protette: (i) area marina protetta "Capo Caccia Isola Piana", (ii) Parco "Porto Conte", (iii) SIC ITB010042 "Capo Caccia e Punta del Giglio", (iv) ZPS "Capo Caccia", (v) oasi di protezione SS7 "Isola Foradada"; per gli approfondimenti in merito alla valutazione di tali zone si rimanda alle specifiche sezioni del SIA relative alla verifica dello stato di baseline e alla valutazione dei potenziali impatti.

Per quanto riguarda i corpi idrici sotterranei (CIS) nell'area di Progetto, il Piano individua i seguenti (Figura 6-41): detritico-alluvionale plio-quadernario della Nurra meridionale (cod. 0121), vulcaniti oligo-mioceniche di Bosa (cod. 2721) e carbonati mesozoici della Nurra meridionale (cod. 3221).



**Figura 6-42: Piano di gestione distretto idrografico - Stralci Allegato 2.3 - Caratterizzazione, obiettivi e monitoraggio dei corpi idrici sotterranei. I rettangoli neri identificano la posizione schematica del Progetto.**

Nel seguito vengono riportate considerazioni in merito alle eventuali pressioni sul loro stato quantitativo e chimico.

COD_CIS	Denominazione	Pressioni significative sullo stato chimico	Pressioni significative sullo stato quantitativo
0121	Detritico-alluvionale plio-quadernario della Nurra meridionale	2.6, 2.2	3.1
2721	Vulcaniti oligo-mioceniche di Bosa		
3221	Carbonati mesozoici della Nurra meridionale		

**Tabella 6-16: Piano di gestione distretto idrografico - Stralcio Tabella 5-3: Pressioni significative individuate in ciascun corpo idrico.**

Le pressioni significative individuate dal Piano sono ascritte al CIS detritico alluvionale e rientrano nelle seguenti tipologie: stato chimico - 2.2 (pressione diffusa - agricoltura e zootecnia) e 2.6 (pressione diffusa - scarichi non allacciati alla fognatura); stato quantitativo - 3.1 (pressione puntuale - prelievi-agricoltura). A riguardo si rileva che la tipologia delle opere in Progetto non interferiscono con le misure di intervento previste dal Piano in risposta a tali pressioni.

#### 6.10.11 Piano di Tutela delle Acque – PTA

Il Piano di Tutela delle Acque (PTA), approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 14/16 del 4 aprile 2006, è uno strumento di pianificazione strettamente correlato al Piano di gestione del distretto idrografico, rappresentando una delle principali fonti disponibili per la redazione dello stesso.

Si riportano nel seguito gli stralci della cartografia per le tematiche pertinenti, richiamando le relative disposizioni delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA).



Figura 6-43: PTA - Stralcio Tav. 7 - Aree sensibili.

Il Progetto, pur rientrando all'interno del bacino scolante cui afferiscono alcune aree sensibili individuate dal PTA (zone umide/corpi idrici superficiali), non interessa direttamente tali aree; inoltre, la tipologia del Progetto non è da ritenere tale da causare interferenze con le misure previste dal PTA per le suddette aree sensibili, come si evince dagli stralci delle NTA riportate nel seguito.

N° UIO	Nome UIO	Cod. area sensibile	Prov	Comune	Codice corpo idrico	Denominazione corpo idrico	Cod. bac.	Denominazione bacino
7	Barca	9	SS	Sassari	LG4020	Lago di Baratz	0190	Canale Urune
		12	SS	Alghero	AT5039	Stagno di Calich		
		60	SS	Uri	LA4022	Bacino artificiale del Cuga	0191	Rio Barca
		89	SS	Sassari	LA4023	Lago sa Misericordia		
8	Mannu Porto Torres	11	SS	Sorso	AT5035	Stagno di Platamona	0181	Riu di Buddi Buddi
		61	SS	Bessude	LA4019	Lago Bidighinzu	0182	Riu Mannu
		62	SS	Osilo/Sassari	LA4018	Lago Bunnari		
		63	SS	Muros	LA4049	Traversa Rio Mascari		
		10	SS	Sassari	AT5036	Stagno di Pilo	0184	Casaraccio
		20	SS	Stintino	AT5038	Lago di Casaraccio		

Tabella 6-17: Piano di tutela delle acque - Stralcio tabella 5-12 della relazione generale - elenco corpi idrici sensibili.

Maggiori dettagli e approfondimenti sono consultabili nell'elaborato specialistico Relazione Paesaggistica e Studio di Impatto Ambientale.

### 6.10.12 Piano Regionale di Qualità dell'Aria Ambiente – PRQA

Il Piano Regionale di Qualità dell'Aria Ambiente (PRQA) è regolato dal Decreto Legislativo 155/2010, con successive modifiche apportate dal Decreto Legislativo 250/2012, che stabilisce le direttive per valutare e gestire la qualità dell'aria ambiente in Italia. Questo decreto recepisce normative comunitarie volte a promuovere un'aria più pulita in Europa, includendo la Direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria e la Direttiva 2004/107/CE sul controllo di specifici inquinanti atmosferici.

Il PRQA mira a raggiungere diversi obiettivi, tra cui la definizione di standard per la qualità dell'aria per proteggere la salute umana e l'ambiente, la valutazione uniforme della qualità dell'aria su tutto il territorio nazionale, la raccolta di informazioni per identificare misure contro l'inquinamento e monitorare le tendenze a lungo termine.

Per raggiungere questi obiettivi, il decreto stabilisce valori limite per vari inquinanti atmosferici come biossido di zolfo, biossido di azoto, benzene, monossido di carbonio, piombo e PM10. Vengono anche definiti livelli critici, soglie di allarme e obiettivi nazionali per ridurre l'esposizione a inquinanti come PM2,5 e sostanze tossiche come arsenico, cadmio, nichel e benzo(a)pirene.

Le responsabilità amministrative per valutare e gestire la qualità dell'aria sono suddivise tra Stato, regioni, province autonome ed enti locali, secondo quanto stabilito dal decreto.

Per facilitare l'accesso alle informazioni ambientali, l'Assessorato della Difesa dell'Ambiente ha approvato con la DGR n. 52/42 del 23.12.2019 un documento che rivede la classificazione delle zone e degli agglomerati per valutare la qualità dell'aria, come richiesto dalla legge. Questa classificazione viene aggiornata almeno ogni cinque anni. Le zone di qualità dell'aria e gli agglomerati identificati nel territorio regionale sono elencati nella Tabella 6.17 del documento.

Codice zona	Nome zona	Codice comune	Nome comune
IT2007	Cagliari	092009	Cagliari
		092109	Monsezzato
		092105	Quartucciu
		092051	Quartu S. Elena
		092068	Selargius
		092108	Elmas
IT2008	Zona urbana	104017	Olbia (esclusa l'isola di Tavolara)
		090064	Sassari (esclusa l'area industriale di Fiume Santo)
IT2009	Zona industriale	092003	Assemini
		092011	Capoterra
		107016	Portoscuso
		090058	Porto Torres (più l'area industriale di Fiume Santo)
		092066	Sarroch
IT2010	Zona rurale	Costituita da tutto il territorio regionale esclusi l'Agglomerato, la Zona urbana e la Zona industriale	
IT2011	Zona ozono	Tutti i Comuni – esclusi quelli dell'agglomerato di Cagliari	

**Tabella 6-18: Composizione delle zone di qualità dell'aria individuate ai sensi del D.Lgs. 155/2010.**

L'ARPA Sardegna (Arpas) è l'ente responsabile della gestione della rete di monitoraggio della qualità dell'aria nella regione. Prima dell'istituzione dell'Agenzia, questa rete era gestita dalle amministrazioni provinciali di Cagliari, Sassari, Nuoro e Oristano. Il trasferimento delle responsabilità all'Arpas è avvenuto nel corso del 2008, con una sequenza di trasferimenti delle gestioni provinciali.

Successivamente, la Giunta regionale ha approvato il Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA) nel gennaio 2017, conforme al decreto legislativo 155/2010 e successivi emendamenti. Questo piano individua le azioni necessarie per ridurre l'inquinamento atmosferico in aree con livelli oltre i limiti di legge, e per mantenere una buona qualità dell'aria in tutta la regione. Le misure del PRQA si concentrano su fonti di inquinamento come il riscaldamento domestico, le attività portuali, estrattive, industriali e del trasporto. Include anche programmi educativi nelle scuole per sensibilizzare sul tema dell'inquinamento atmosferico e l'importanza delle scelte personali per la protezione dell'ambiente.

Successivamente, con la Delibera di Giunta Regionale del novembre 2017, è stato approvato il "Progetto di adeguamento della rete regionale di misura della qualità dell'aria ambiente", in linea con il decreto legislativo 155/2010. Questo progetto prevede l'aggiornamento della rete di monitoraggio seguendo i nuovi criteri stabiliti dalla normativa, includendo la razionalizzazione delle stazioni esistenti, la dismissione di stazioni non conformi e l'aggiornamento della strumentazione dove necessario. Il sistema si completa con un centro operativo di acquisizione dati presso l'Arpas, che trasferisce le informazioni in tempo reale al sistema informativo regionale ambientale.

Questo progetto non solo contribuisce al miglioramento della qualità dell'aria, ma anche alla riduzione delle emissioni di gas serra, in linea con gli obiettivi del PRQA.

#### **6.10.13 Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico – PAI**

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), emanato in base alla legge n. 183/1989 e al decreto-legge n. 180/1998, è stato approvato con decreto del Presidente della Regione Sardegna n. 67 del 10/07/2006. Le aree soggette al PAI sono individuate in base alla presenza di rischi idrogeologici dovuti a instabilità geomorfologica o a problemi idraulici. Le norme di salvaguardia previste nel PAI sono applicate a tali aree. Le mappe tematiche relative al PAI sono consultabili sul Geoportale della Sardegna, con dati aggiornati al dicembre 2022<sup>26</sup>. Le disposizioni delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PAI regolano il coordinamento con il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) e il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF). Pertanto, le disposizioni delle NTA si applicano anche al PGRA e al PSFF (riferimento: Art. 1, c. 1-bis delle NTA).

<sup>26</sup> SardegnaMappe (sardegnageoportale.it).

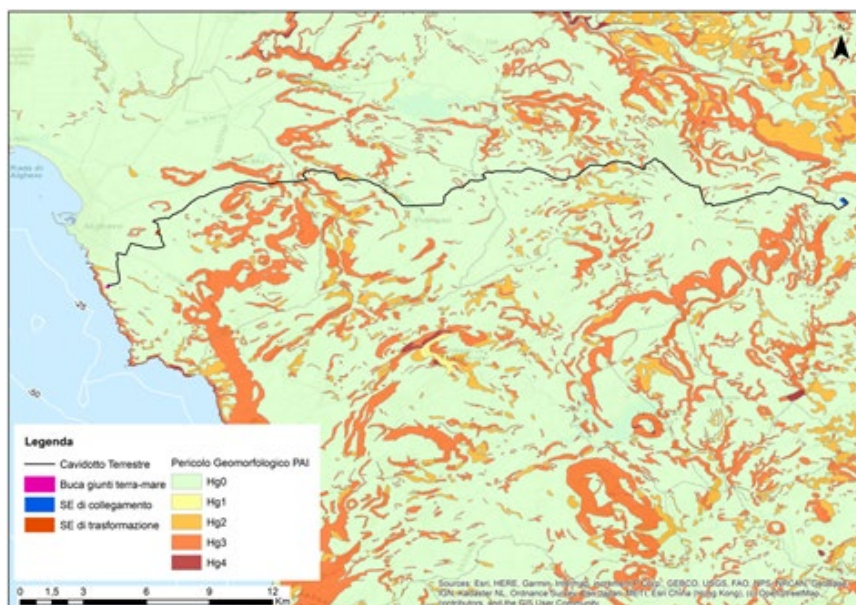


Figura 6-44: Estratto Geoportale della Sardegna - PAI - Pericolo frana.

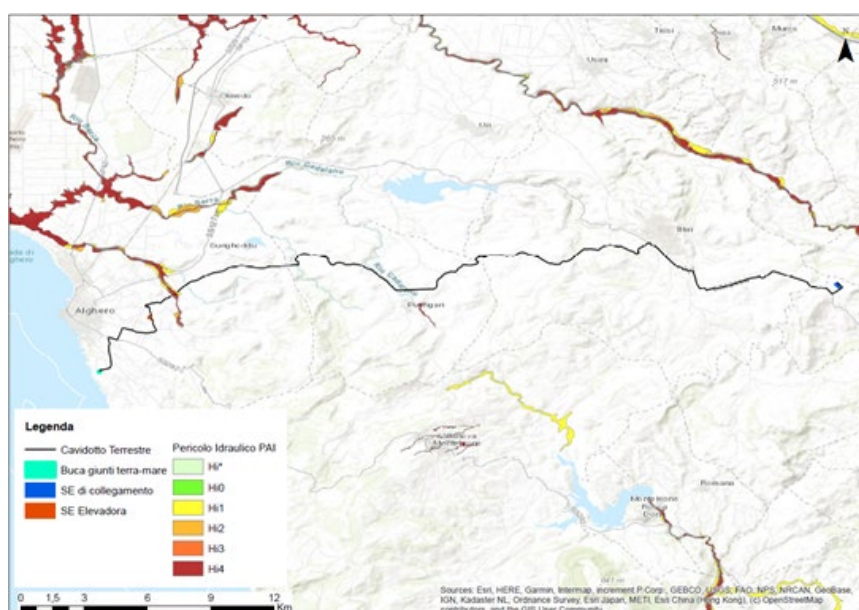


Figura 6-45: Estratto Geoportale della Sardegna - PAI - Pericolo idraulico.

In sintesi, sulla base delle considerazioni precedenti, non ci sono ostacoli alla realizzazione del Progetto in relazione alle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI). La maggior parte del percorso del caviddotto attraversa strade esistenti, e saranno valutati interventi adeguati per mitigare il rischio e la pericolosità delle aree coinvolte, garantendo la pubblica utilità come previsto dalle normative del PAI, del Piano di Governo del Rischio Idrogeologico (PGR), del Piano di Sicurezza del Fiume (PSFF) e del Regio Decreto Legislativo 3267/1923. Saranno condotti tutti gli studi dettagliati necessari, inclusi quelli di

compatibilità idraulica, geologica, geotecnica e geomorfologica, oltre agli studi idraulici con relativi calcoli e verifiche, conformemente alla normativa vigente.

#### 6.10.14 Piano Stralcio delle Fasce Fluviali – PSFF

Il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF) è un documento approvato dal Comitato Istituzionale di Bacino il 17 dicembre 2015. Esso fornisce una specifica delimitazione delle regioni fluviali al fine di garantire un corso d'acqua che sia sicuro dal punto di vista idraulico, che utilizzi in modo sostenibile le risorse idriche e il suolo, e che protegga gli elementi naturali e ambientali. Il PSFF è un complemento al Piano di Assetto Idrogeologico (PAI). Nel seguito si presenta un estratto della cartografia tematica disponibile sul Geoportale della Sardegna, aggiornata al 2020, consultabile su SardegnaMappe ([sardegnageoportale.it](http://sardegnageoportale.it)).

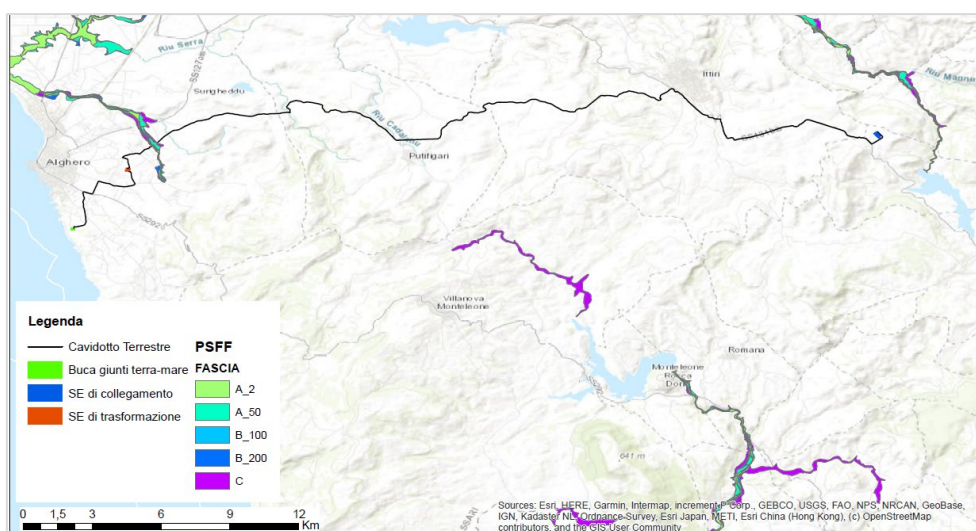


Figura 6-46: Estratto Geoportale della Sardegna – PSFF.

In conclusione, sulla base delle considerazioni sopra espone, si ritiene che il Progetto non contravenga al PSFF. Le disposizioni delle NTA del PAI richiamate nella sezione pertinente dello SIA rimangono fondamentali per le valutazioni approfondite.

#### 6.10.15 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni – PGRA

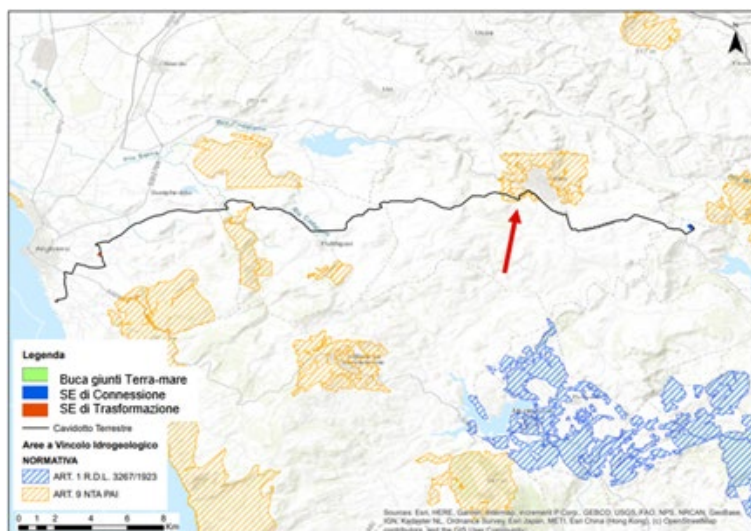
Il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) è un documento richiesto dalla direttiva 2007/60/CE, noto come "direttiva alluvioni", e dal D.Lgs. 49/2010, finalizzato alla riduzione delle conseguenze negative delle alluvioni sulla salute umana, sull'ambiente e sulla società. Il PGRA individua interventi strutturali e non strutturali da realizzare entro un periodo di 6 anni, dopo il quale viene rivisto e aggiornato. Il primo ciclo di pianificazione è stato approvato nel 2016, mentre il secondo ciclo è stato approvato nel 2021 per la Sardegna.

La direttiva alluvioni richiede la mappatura delle aree a rischio di alluvione in base a tre scenari di probabilità: scarsa, media ed elevata. Il D.Lgs. 49/2010 definisce questi scenari in base ai tempi di ritorno degli eventi alluvionali. Le aree considerate a rischio sono identificate attraverso varie fonti, tra cui studi regionali, eventi alluvionali passati, aggiornamenti urbanistici e studi specifici dei comuni.

Il PGRA prevede misure di prevenzione, protezione, preparazione e ricostruzione post-evento per ridurre le conseguenze negative delle alluvioni su salute, ambiente, patrimonio culturale e







**Figura 6-48: Aree sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi dell’Art. 1 del R.D.L 3267/1923 (la freccia rossa indica il punto di interferenza di cui segue il dettaglio nella immagine seguente).**



**Figura 6-49: Vincolo Idrogeologico - interferenza da parte del cavidotto in Comune di Ittiri (nel riquadro giallo il tratto di cavidotto su terreno al margine della viabilità).**

In base all'articolo 21 del R.D. 1126/1926, non è richiesta autorizzazione per opere interrato che non comportino una variazione della destinazione d'uso del suolo. Inoltre, le Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale stabiliscono che lavori di dimensioni ridotte possono essere eseguiti previa comunicazione, fornendo dettagli sul tracciato, i metodi di esecuzione e le modalità di ripristino del terreno.

Nel caso specifico, le trincee necessarie per la posa del cavidotto non superano le dimensioni specificate dall'articolo 55 delle Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale per interventi in aree soggette a vincolo idrogeologico.

Di conseguenza, dopo la progettazione esecutiva, sarà inviata una comunicazione al Corpo Forestale e di Vigilanza Ambientale, accompagnata da una relazione dettagliata conforme alle

disposizioni dell'articolo 58 delle Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale, per informare e ottenere l'approvazione necessaria per l'esecuzione dell'opera.

#### **6.10.17 Sistema Locale dei Trasporti**

Il Piano Regionale dei Trasporti (PRT) della Regione Sardegna, istituito nel 1981, rappresenta lo strumento di pianificazione a medio-lungo termine per il sistema dei trasporti regionali. Tuttavia, nonostante gli aggiornamenti parziali nel 1997 e nel 2002, il documento non è mai stato approvato dal Consiglio regionale. Attualmente, è in fase di redazione un nuovo PRT, come sottolineato dalla Giunta Regionale nel 2019 e confermato nel Programma Regionale di Sviluppo 2020-2024.

Le strategie del PRT mirano a ottimizzare i trasporti interni ed esterni alla Sardegna, compresi i trasporti aerei, marittimi, ferroviari e su strada. Si prevede un potenziamento significativo della rete dei trasporti interni per contrastare l'isolamento delle aree interne e migliorare la continuità territoriale. La riforma del Trasporto Pubblico Locale mira a creare un sistema integrato e efficiente.

Il PRT si articola in un "Piano direttore", piani attuativi e studi di fattibilità, affrontando tematiche infrastrutturali, gestionali e istituzionali. Gli interventi proposti mirano a garantire l'accessibilità, la sicurezza e lo sviluppo sostenibile del sistema dei trasporti, in conformità con i quadri normativi a vari livelli.

Per quanto riguarda le diverse componenti del sistema dei trasporti, il PRT considera il sistema aereo, marittimo, ferroviario e stradale. Vengono delineati obiettivi specifici per migliorare l'efficienza e l'integrazione di questi sistemi, con un'attenzione particolare ai collegamenti con il Continente e alle esigenze dei territori più periferici.

Nel sistema aereo, si considerano gli aeroporti di rilevanza nazionale e regionale, mentre nel sistema marittimo, si identificano i poli portuali principali e le relative infrastrutture. Per quanto riguarda il sistema ferroviario, si evidenziano le necessità di integrazione e miglioramento delle tratte esistenti. Infine, per quanto riguarda il sistema stradale, si prevede un processo di adeguamento e ammodernamento per migliorare la mobilità su strada.

Nel contesto del progetto in questione, non si prevedono interferenze significative con gli interventi proposti dal PRT per il sistema stradale, in quanto la posa interrata dei cavi avverrà principalmente lungo strade secondarie comunali e vicinali.

#### **6.10.18 Siti Rete Natura 2000, Aree Protette e altre aree di interesse biologico/ecologico**

La rete Natura 2000 è il principale strumento dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità, istituita attraverso la Direttiva Habitat. Questa rete ecologica, diffusa su tutto il territorio dell'Unione, mira a preservare a lungo termine gli habitat naturali e le specie rare o minacciate a livello comunitario. La rete è composta dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), designati dagli Stati Membri in base alla Direttiva Habitat e successivamente designati come Zone Speciali di Conservazione (ZSC). Include anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) create per la conservazione degli uccelli selvatici secondo la Direttiva sugli Uccelli. Tuttavia, le aree all'interno della rete Natura 2000 non sono riserve completamente escluse dalle attività umane; la Direttiva Habitat tiene in considerazione anche le esigenze economiche, sociali e culturali, così come le specificità regionali e locali, mentre si mira alla protezione della natura.



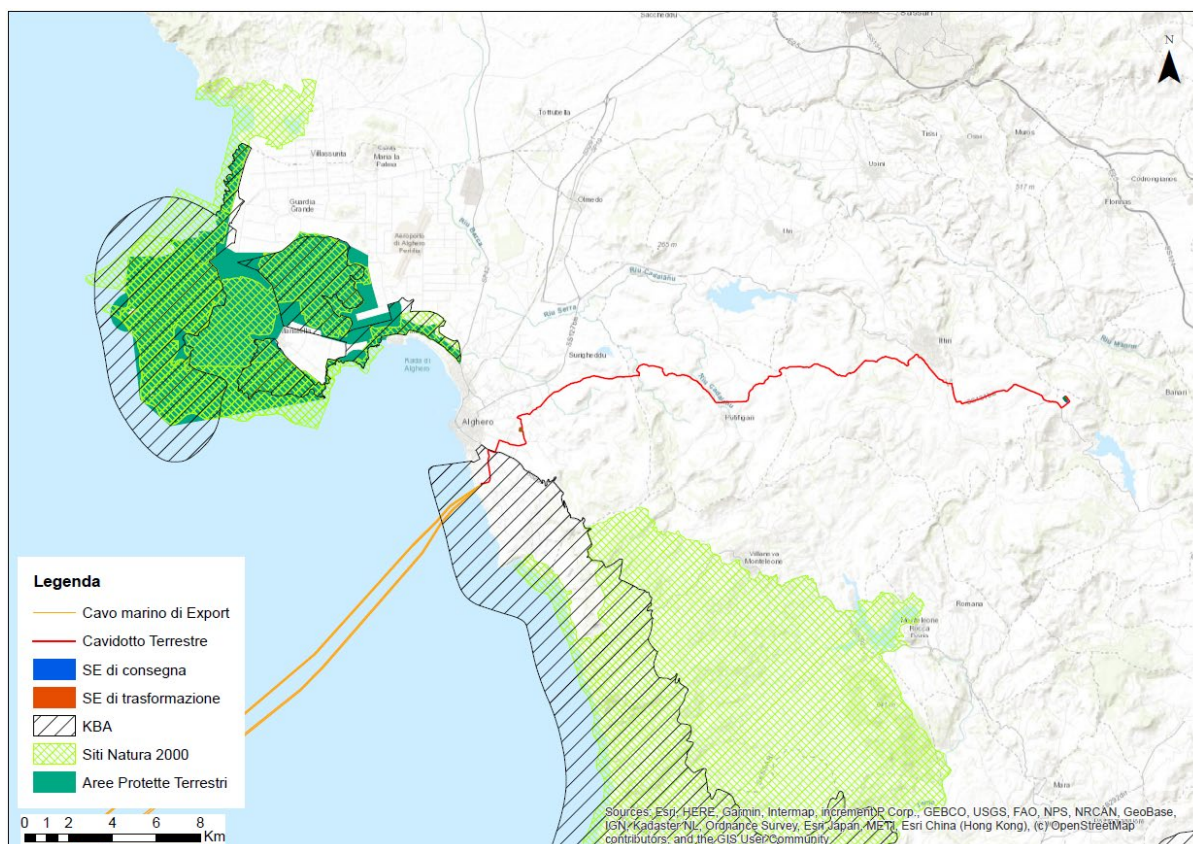
**Figura 6-50: Rete Natura 2000 in Sardegna. Il poligono rosso rappresenta il futuro parco eolico collegato dal cavidotto marino (linea arancio) al punto di approdo e relativo cavidotto terrestre (linea nera).**

L'elenco dei Siti Natura 2000 e delle altre aree importanti per la biodiversità lungo il tratto di costa Nord-Occidentale della Sardegna, ove è collocato il Progetto, è riportato di seguito. La Tabella 6-19 riporta altresì le distanze tra Progetto e siti.

Codice	Tipologia	Nome	Area (km <sup>2</sup> )	Piano di Gestione	Distanza minima dall'impronta di Progetto (km)
<b>Rete Natura 2000</b>					
ITB013044	ZPS	Capo Caccia	41,84	Decreto n. 10077/17 del 03/11/2020	3,7
ITB010042	ZSC	Capo Caccia (con le isole Foradada e Piana) e Punta del Giglio	202,3	Decreto n. 10076/16 del 03/11/2020	8,3
ITB033036	ZPS	Costa di Cuglieri	28,45	Decreto n. 888/1 del 27/01/2021	34,4
ITB023037	ZPS	Costa e Entroterra di Bosa, Suni e Montresta	82,22	Decreto n. 2554/4 del 09/02/2017	17,2
ITB010043	ZSC	Coste e Isolette a Nord Ovest della Sardegna	37,41	Decreto n. 19 del 28/02/2008	32,0
ITB013051	ZSC	Dall'Isola dell'Asinara all'Argentiera	544,83	-	18,2

Codice	Tipologia	Nome	Area (km <sup>2</sup> )	Piano di Gestione	Distanza minima dall'impronta di Progetto (km)
ITB020041	ZSC	Entroterra e zona costiera tra Bosa, Capo Marargiu e Porto Tangone	296,25	Decreto n. 2489/3 del 09/02/2017	4,7
ITB032228	ZSC	Is Arenas	40,65	Decreto n. 23 del 09/08/2010	31,3
ITB010001	ZPS	Isola Asinara	96,69	Decreto n. 9269/6 del 12/05/2016	46,1
ITB010082	ZSC	Isola dell'Asinara	171,92	Decreto n. 9268/5 del 12/05/2016	43,4
ITB030080	ZSC/ZPS	Isola di Mal di Ventre e Catalano	410,66	Decreto n. 97 del 26/11/2008	25,1
ITB011155	ZSC	Lago di Baratz – Porto Ferro	13,09	Decreto n. 22530/36 del 22/10/2015	16,2
ITB034006	ZPS	Stagno di Mistras	7,02	-	44,7
ITB030034	ZSC	Stagno di Mistras di Oristano	16,21	Decreto n. 108 del 26/11/2008	44,2
ITB030038	ZSC	Stagno di Putzu Idu (Salina Manna e Pauli Marigosa)	5,98	Decreto n. 1918/1 del 29/01/2019	33,1
ITB034007	ZPS	Stagno di Sale E' Porcus	4,73	Decreto n. 388 del 16.01.2020	37,6
ITB030035	ZSC	Stagno di Sale 'e Porcus	6,90	Decreto n. 3 del 28/02/2008	38,1
<b>Aree terrestri protette</b>					
-	Parco regionale	Parco naturale regionale di Porto Conte	53,5	Legge Regionale n. 04 del 26/02/99	3,6
<b>Aree importanti per la biodiversità</b>					
-	KBA	Capo Caccia e Porto Conte	-	-	3,7
-	KBA	Costa di Cuglieri	-	-	33,3
-	KBA	Costa tra Bosa ad Alghero	-	-	buca giunti Terra-Mare e breve tratto del cavidotto terrestre (1,45 km con scavo in trincea e 0,8 km con tecnologia TOC)
-	KBA	Isola dell'Asinara, Isola Piana e penisola di Stintino	-	-	29,4
-	KBA	Sinis e Stagni di Oristano	-	-	24,0

**Tabella 6-19: Elenco dei Siti Natura 2000 e delle altre aree importanti per la biodiversità.**



**Figura 6-51: Inquadramento del Progetto rispetto ai siti della Rete Natura 2000, alle Aree Protette terrestri e alle altre aree importanti per la biodiversità (KBA).**

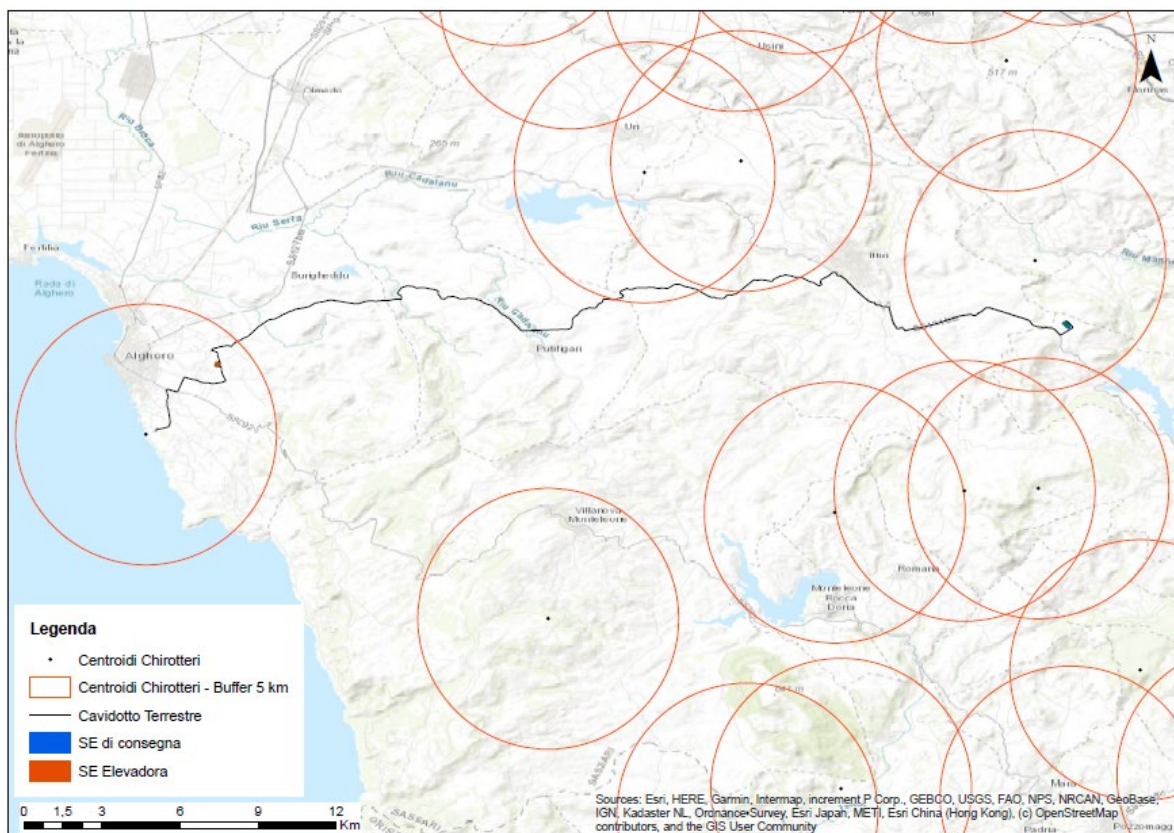
Il progetto in questione riguarda la costruzione di un campo eolico e un cavidotto offshore, insieme alle opere di connessione terrestri. Si afferma che queste strutture non interferiranno con i siti della Rete Natura 2000 né con le aree protette circostanti, come il Parco naturale regionale di Porto Conte. Questa valutazione è supportata da una relazione di Screening di Valutazione di Incidenza Ambientale.

Per quanto riguarda le Key Biodiversity Areas (KBA), si specifica che il percorso del cavidotto onshore attraversa un'area identificata come KBA "Costa tra Bosa ad Alghero", ma verrà interrato durante l'operatività. Inoltre, un'altra KBA, "Capo Caccia e Porto Conte", si trova entro il buffer cautelativo di 5 km dal progetto.

Si evidenzia anche l'attenzione sull'interazione delle infrastrutture eoliche con la chiropterofauna. Le normative nazionali e internazionali impongono una rigorosa tutela dei chiropteri, con disposizioni specifiche per la loro conservazione e monitoraggio.

Nella regione Sardegna, tutte le specie di pipistrelli sono considerate protette per legge, e ci sono aree identificate come non idonee all'insediamento di impianti eolici a causa della presenza di chiropteri.

Infine, si fa notare che alcune parti del progetto, come l'approdo marino e le stazioni elettriche, sono collocate entro il buffer di attenzione di 5 km di alcune zone identificate come "rilevanti" per la chiropterofauna.



**Figura 6-52: Aree rilevanti per la chiroterofauna e relativo buffer di 5 km rispetto al Progetto onshore.**

### 6.10.19 Zone Umide di Importanza Internazionale (RAMSAR)

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, firmata a Ramsar, Iran, nel 1971, definisce le zone umide come paludi, acquitrini, torbiere, e bacini d'acqua dolce, salmastra o salata, permanenti o temporanei. Queste aree sono di importanza critica per la conservazione della biodiversità. L'Italia ha ratificato la convenzione nel 1976. La Sardegna, con attualmente 9 aree RAMSAR su 57 identificate in Italia, coprendo il 17% della superficie nazionale, è una delle regioni con più estese zone umide, inclusi importanti bacini costieri come quello alla foce del Rio Posada. Tuttavia, nessuna di queste aree si trova vicino al Progetto in questione.

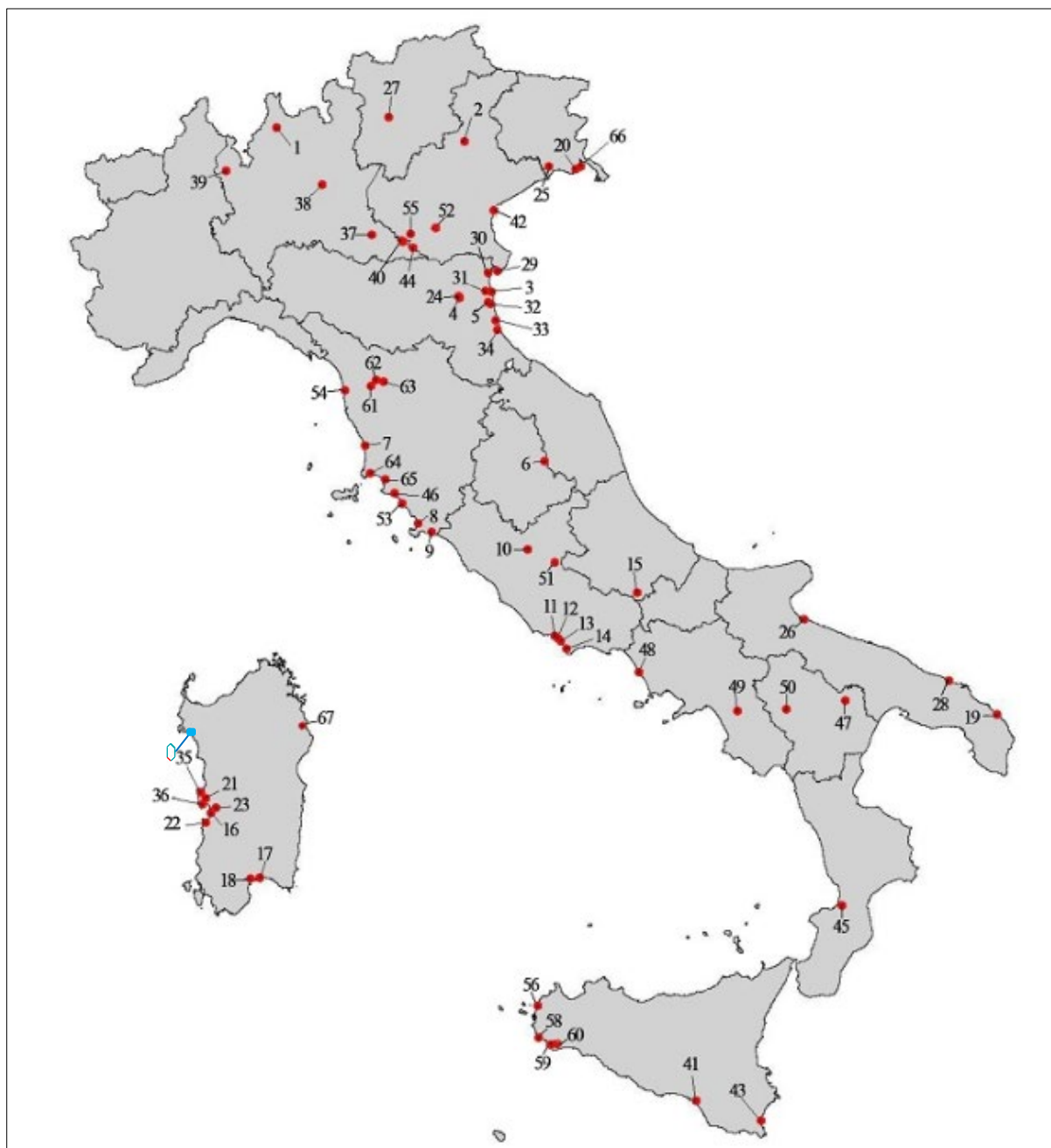


Figura 6-53: Siti RAMSAR già riconosciuti (1-57), e siti RAMSAR in corso di designazione (58-66) da parte del Segretariato della Convenzione (Fonte: Portale del MITE – consultazione marzo 2022). La freccia rossa indica la localizzazione delle opere Offshore in Progetto, schematizzate in azzurro.

### 6.10.20 “Important Bird Area” (IBA)

Le Important Bird Area (IBA), un'iniziativa promossa da BirdLife International e implementata in Italia dalla Lipu, sono aree di notevole importanza internazionale per la conservazione della biodiversità, specialmente per gli uccelli selvatici, a causa delle loro caratteristiche habitat e/o delle specie che ospitano. Il progetto IBA si è originato per sviluppare criteri uniformi per



designare le Zone di Protezione Speciale (ZPS) in conformità con la Direttiva Uccelli dell'Unione Europea.

La Lipu - BirdLife Italia ha proposto nel 2002 un adattamento della rete italiana delle ZPS basato sulle IBA, su commissione del Ministero dell'Ambiente, Servizio Conservazione della Natura. In Sardegna, sono state individuate 22 IBA, alcune delle quali sono sulla costa nord-occidentale a distanze di circa 24-37 km dagli aerogeneratori più vicini:

- IBA 175 "Capo Caccia e Porto Conte", a circa 34 km dal più vicino aerogeneratore.
- IBA 176 "Costa tra Bosa ed Alghero", a circa 33 km dal più vicino aerogeneratore.
- IBA 180 "Costa di Cuglieri", a circa 37 km dal più vicino aerogeneratore.
- IBA 218 "Sinis e stagni di Oristano", a circa 24 km dal più vicino aerogeneratore.

Inoltre, è presente l'IBA 173 "Capo d'Ozieri", situata a circa 12 km dall'area interessata dal posizionamento della sottostazione elettrica di collegamento alla RTN.

Specie	Nome scientifico	Status	Criterio
Grifone	Gyps fulvus	B	C6

**Tabella 6-20: Categorie e criteri IBA.**

Le IBA spesso non sono adeguatamente protette e possono sovrapporsi ad altre aree importanti per la biodiversità, come le Key Biodiversity Areas (KBA).

Nel contesto specifico del progetto di un parco eolico offshore, le IBA più vicine si trovano a una distanza compresa tra i 24 e i 37 km circa. Tuttavia, l'IBA-KBA 176 è direttamente coinvolta dalle opere del progetto nella zona di approdo. È da notare che, in questa fase, l'opera prevede l'interramento totale della tratta di attraversamento della KBA "Costa tra Bosa ad Alghero". In particolare, la realizzazione prevede l'impiego della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per l'approdo del cavidotto marino e per un breve tratto di cavidotto terrestre, riducendo al minimo l'impatto diretto delle attività di cantiere, limitate alla realizzazione della buca giunti Terra-Mare e alla posa tradizionale di una parte del cavidotto terrestre.

#### **6.10.21 Vincoli paesaggistici ai sensi del D. Lgs 42/2004 e s.m.i.**

I vincoli paesaggistici sono disciplinati dal D. Lgs 42/2004, Codice dei beni Culturali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137.

Di seguito vengono presentati i principali vincoli paesaggistici riscontrati nell'area di Progetto.

##### **6.10.21.1 Patrimonio Unesco**

A seguito della consultazione del sistema VIR (Vincoli In Rete, Istituto Superiore per la Conservazione ed il Restauro – MiBACT – Vincoli In Rete (beniculturali.it)), non sono stati individuati siti UNESCO nell'area interessata dal Progetto.

##### **6.10.21.2 Beni e immobili di notevole interesse pubblico**

Tra gli Immobili ed aree di notevole interesse pubblico tutelati ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs 42/2004 e s.m.i. che ricadono nell'area di intervento si riscontrano:

- Le bellezze panoramiche (...) e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

Gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico rientrano tra i beni paesaggistici vincolati con provvedimento amministrativo dal PPR.

Le aree di notevole interesse pubblico che interessano l'area costiera nord-occidentale della Sardegna in cui ricade il Progetto, sono riportate in Tabella 6-21.

Le informazioni sono state reperite dal "Repertorio degli immobili ed aree di notevole interesse pubblico" allegato al PPR, ed integrate con le informazioni presenti sul sito del Ministero della Cultura, SITAP<sup>27</sup>.

Denominazione	Vincolo	DM	Codice SITAP	Uso
Area compresa tra Punta Giglio – Capo Caccia e torre di Bantine Sale (*)	Area compresa tra Punta Giglio – Capo Caccia e torre di Bantine Sale caratterizzata da una varietà di strapiombi rocciosi.	23/12/1985	200173	Immodificabilità
Zona di litorale a sud della città	Zona di litorale a sud di Alghero per le scogliere le pendici spontanee erbose e per il fondale.	18/07/1957	200121	Modificabilità previa autorizzazione
Zona panoramica costiera	Zona panoramica nel comune di Alghero per i quadri naturali mutevoli costituiti dalla lunga spiaggia dalla area alberata viene esclusa dal vincolo la zona del porto di Alghero (codice SITAP 200168)	04/07/1966	200122(**)	Modificabilità previa autorizzazione
Intero arenile di San Giovanni	Fascia litoranea nel comune di Alghero in quanto la spiaggia presenta cospicui caratteri di bellezza naturale.	03/08/1949	200123	Normativa specifica disposta dal decreto o dal PPR
Zona dei Bastioni	Zona dei bastioni in quanto costituisce nel suo insieme un caratteristico complesso dal valore estetico e tradizionale.	12/06/1962	200124	Modificabilità previa autorizzazione

**Tabella 6-21: Aree dichiarate di notevole interesse pubblico vincolate con provvedimento amministrativo.**

In seguito rappresentazioni cartografiche delle aree di notevole interesse pubblico nel comune di Alghero. Sul sito del SITAP, le aree vengono rappresentate come un'unica entità escludendo l'area tra Punta Giglio e Capo Caccia e la torre di Bantine Sale. Tuttavia, nel Geoportale Regionale, viene mostrato che la "Zona panoramica costiera" include entrambe queste aree. Le informazioni sul progetto indicano che l'area interessata rientra nella "Zona panoramica costiera" soggetta a vincoli di legge, richiedendo l'approvazione per qualsiasi modifica estetica. Le opere progettate comprendono una buca giunti Terra-Mare interrata, un tratto di cavidotto con trivellazione orizzontale controllata e una stazione elettrica di trasformazione con interventi paesaggistici e ambientali.

<sup>27</sup> Sistema web-gis della Direzione generale per il paesaggio, le belle arti, l'architettura e l'arte contemporanea finalizzato alla gestione, consultazione e condivisione delle informazioni relative alle aree vincolate ai sensi della vigente normativa in materia di tutela paesaggistica. [SITAP \(cultura.gov.it\)](http://SITAP.cultura.gov.it)

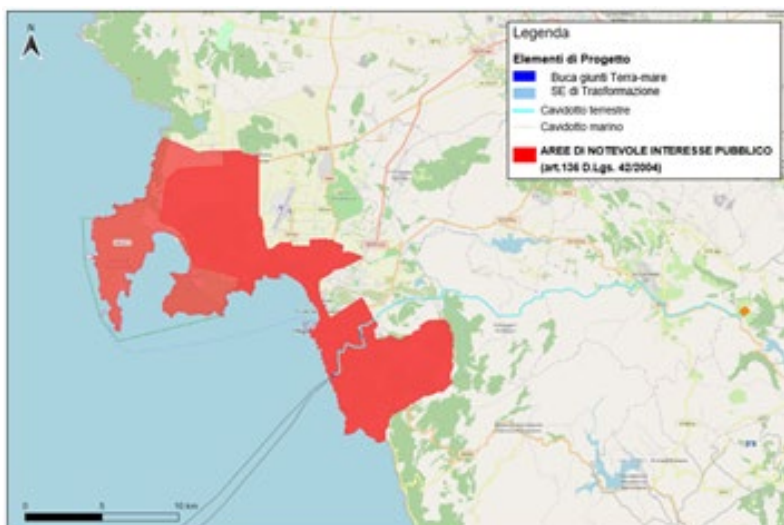


Figura 6-54: Rappresentazione cartografica delle aree di notevole interesse pubblico vincolate dal D.Lgs. 42/2004 e area interessata dalle opere in Progetto<sup>28</sup>.



Figura 6-55: Rappresentazione cartografica delle aree di notevole interesse pubblico e l'impronta di Progetto<sup>29</sup>.

### 6.10.21.3 Aree tutelate per legge

Le Aree tutelate per legge, come definite dall'articolo 142 del Decreto Legislativo 42/2004 e successive modifiche, nell'ambito del Progetto sono le seguenti:

- Territori costieri entro una fascia di 300 metri dalla linea di battigia, inclusi i terreni elevati sul mare (lettera a).

<sup>28</sup> SITAP (cultura.gov.it).

<sup>29</sup> Sardegna Geoportale.

- Fiumi, torrenti e corsi d'acqua elencati nel testo unico sulle acque ed impianti elettrici, insieme alle relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna (lettera c).
- Territori coperti da foreste e boschi, anche quelli colpiti dal fuoco o soggetti a vincolo di rimboschimento secondo il Decreto Legislativo 227/2001 (lettera g).

Per una dettagliata caratterizzazione di queste aree si rimanda al capitolo relativo alla Pianificazione Paesaggistica Regionale (PPR). Una rappresentazione complessiva delle opere in Progetto e delle Aree tutelate per legge è fornita di seguito.

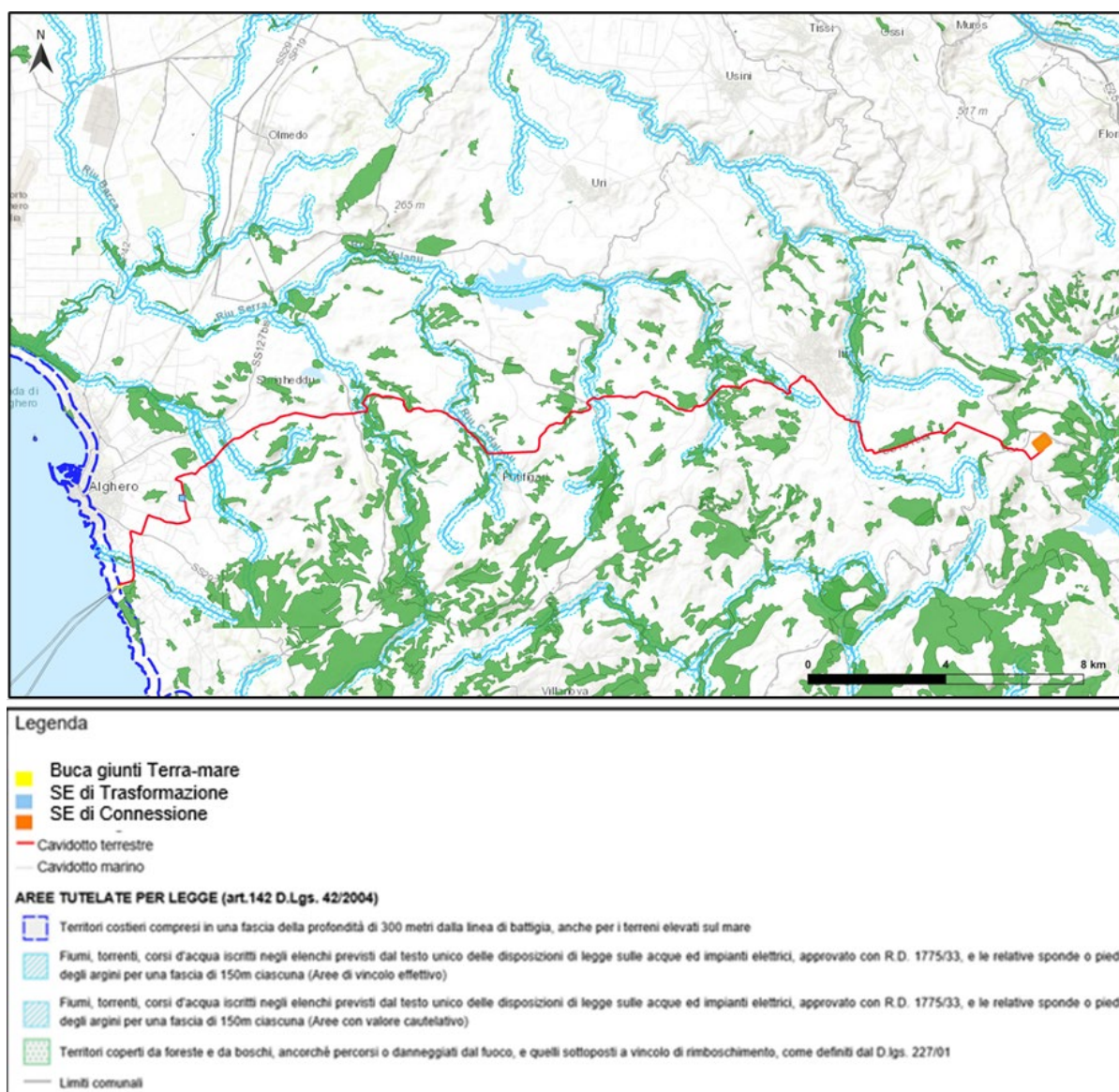
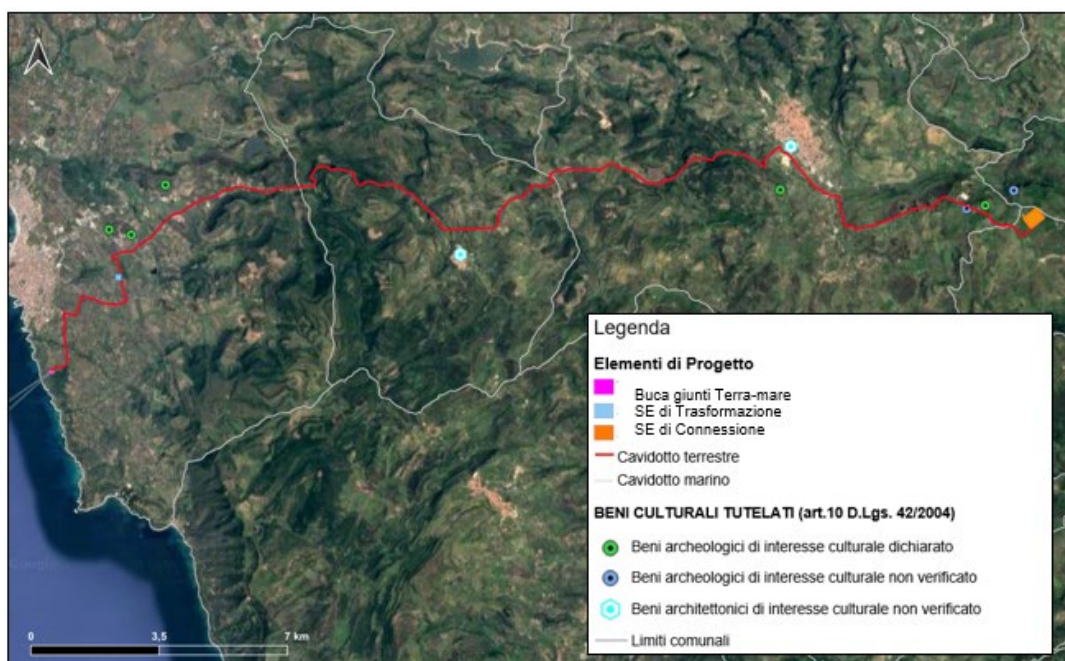


Figura 6-56: Rappresentazione cartografica delle Aree tutelate per legge e l'impronta di Progetto<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> sardagnageoportale.it

#### 6.10.21.4 Beni culturali

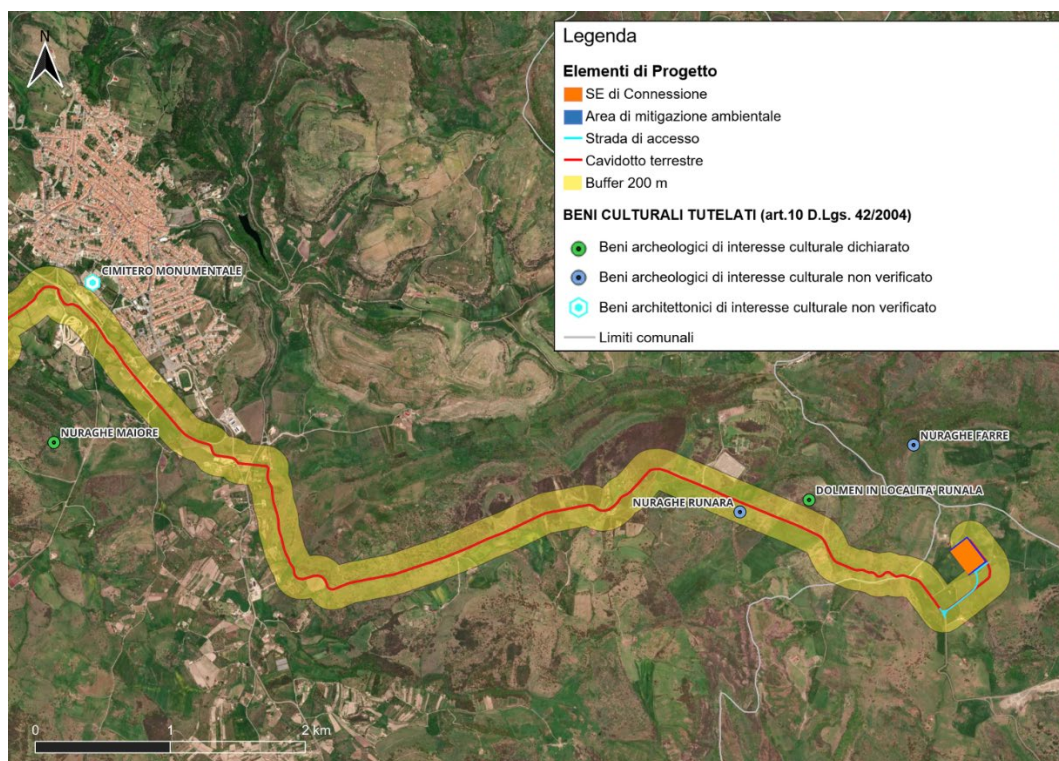
La definizione di Beni culturali comprende sia beni immobili che mobili che, in base al Decreto Legislativo 42/2004 e successive modifiche, presentano un interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico, bibliografico o sono individuati dalla legge come testimonianze di valore civile. La Figura 6-56 mostra una porzione mappata dei Beni culturali protetti secondo l'articolo 10 del Decreto Legislativo 42/2004 e le sue modifiche, situati vicino ai siti oggetto di progetto, identificati tramite il sistema VIR (Vincoli In Rete) dell'Istituto Superiore per la Conservazione ed il Restauro – MiBACT.



**Figura 6-57: Rappresentazione cartografica dei Beni culturali tutelati ai sensi dell'art. 10 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. presenti nei pressi delle opere in Progetto<sup>31</sup>.**

Nessun Bene culturale interferisce direttamente con le opere in Progetto. Vengono ad ogni modo segnalati i beni situati ad una distanza inferiore ai 200 m rispetto all'area di intervento, localizzati principalmente lungo il tratto terminale del cavidotto, che è sviluppato lungo la strada esistente, nel comune di Ittiri, Figura 6-57.

<sup>31</sup> Vincoli In Rete (beniculturali.it).



**Figura 6-58: Dettaglio dei beni culturali che ricadono all'interno di un buffer di 200 m dal tracciato del cavidotto.**

- Cimitero Monumentale – Bene architettonico di interesse culturale non verificato, sito nei pressi di Ittiri (SS). Tale bene si localizza a circa 160 m dal tratto stradale interessato dalla posa del cavidotto.
- Monumento archeologico “Nuraghe Runara” – Bene archeologico di interesse culturale non verificato, sito nei pressi di Ittiri (SS) si colloca a circa 65 m dal tratto stradale interessato dalla posa del cavidotto.

Come riportato nelle relative schede di dettaglio disponibili sul sito Vincoli In Rete ([beniculturali.it](http://beniculturali.it)), entrambi i beni di interesse culturale risultano di tipo “non verificato”.

### 6.10.22 Espianto alberi di olivo

Il progetto per la realizzazione della Stazione Elettrica di Trasformazione e di alcuni tratti di cavidotto terrestre nel comune di Alghero prevede l'interferenza con oliveti esistenti. Per mitigare questo impatto, il progetto prevede di rimuovere gli olivi quando possibile e trapiantarli in aree limitrofe. Questa attività sarà preceduta da un'attenta valutazione delle condizioni del terreno e degli oliveti, al fine di determinare il numero effettivo di trapianti praticabili.

Tuttavia, è necessario ottenere le autorizzazioni appropriate in conformità con le normative vigenti. Secondo il Decreto Legislativo del 27 luglio 1945 n. 475 e la legge n. 144 del 14 febbraio 1951, è vietato l'espianto di più di cinque alberi di olivo ogni biennio. Tuttavia, la Provincia di Sassari potrà concedere deroghe a questo divieto solo per esigenze di opere di pubblica utilità, come nel caso della realizzazione delle opere previste nel progetto.

## 7. Installazione e fase di cantierizzazione

Il seguente capitolo descrive tutte le fasi relative ad installazione e cantierizzazione del progetto "MISTRAL" approfondendone fabbisogni di materiali da approvvigionamento, esuberi di materiale di scarto, provenienti dagli scavi; individuazione delle cave per approvvigionamento delle materie e delle aree di deposito per lo smaltimento delle terre di scarto; descrizione delle soluzioni di sistemazione finali proposte.

Si riporta un tipico schema funzionale esemplificativo di tutte le parti elettriche di impianto coinvolte.



**Figura 7-1: Schema funzionale di collegamento elettrico.**

### 7.1 Individuazione dell'area di stoccaggio a terra

Ad eccezione dei cavi che andranno caricati sui mezzi di installazione direttamente nello stabilimento di fabbricazione, si considera che i vari componenti (turbine, torri, monopali e elementi di transizione) vengano fabbricati altrove e poi trasportati e stoccati in area adeguata. Di conseguenza i mezzi di installazione andranno direttamente nell'area di stoccaggio per prelevare i componenti e installarli a mare minimizzando gli stand-by.

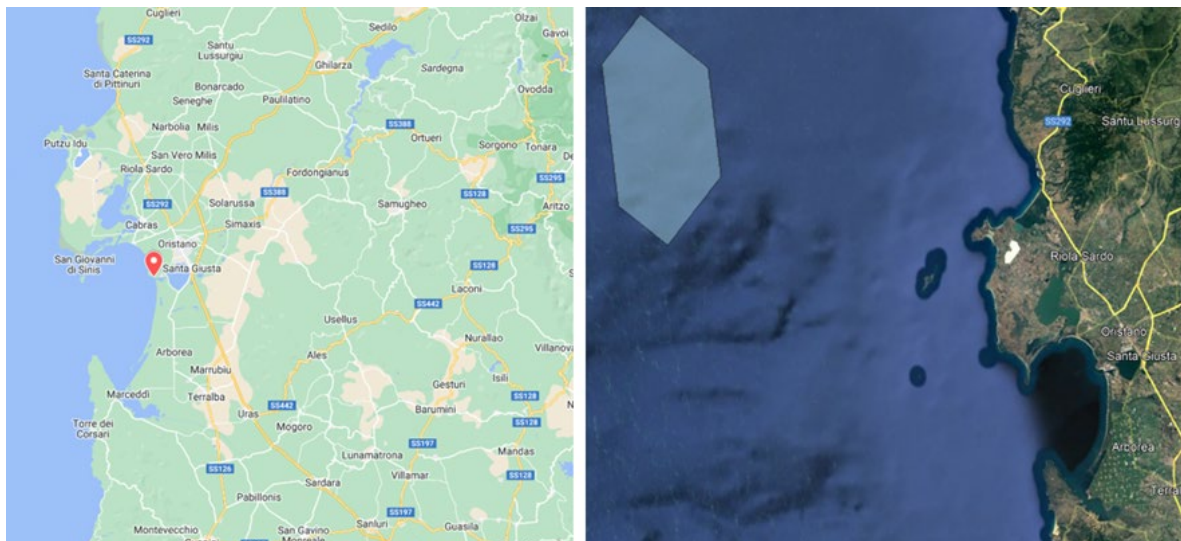
Quindi per le attività a mare verrà predisposta un'area di stoccaggio a terra, in corrispondenza di un'area portuale ad Oristano, o eventuale altro porto o area utile all'impianto, adeguatamente attrezzata per attività di carico/scarico merci.

Tale area dovrà avere caratteristiche:

- Spazio adeguato
- profondità dei fondali
- utilizzo di gru e carriponte, al fine di garantire lo scarico delle singole parti, l'assemblaggio di assiemi

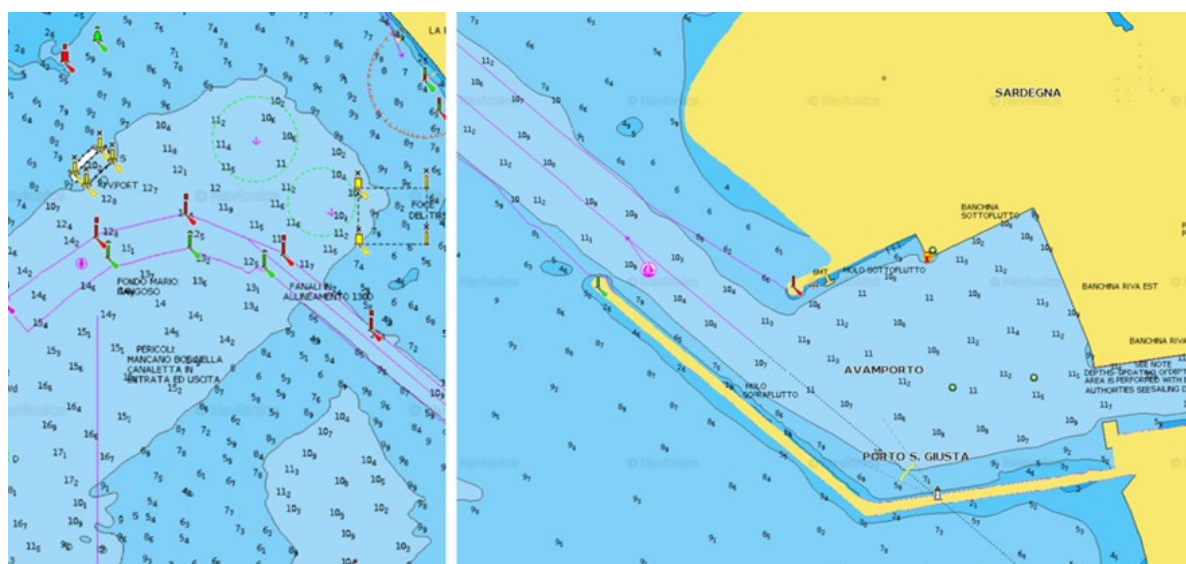
In attesa di dati definitivi, tali macchinari dovranno essere adatti al sollevamento e alla movimentazione di almeno 1500 ton (statico senza amplificazione dinamica).

Sulla base di tali considerazioni, sarà valutata la possibilità di affittare e installare delle gru adeguate per movimentare i vari componenti degli aerogeneratori.



**Figura 7-2: Area portuale di Oristano individuata per cantierizzazione del progetto "Mistral".**

La posizione del Porto di Oristano è visibile nella Figura 7-2 in cui è mostrata sia la localizzazione all'interno della Sardegna, sia quella relativa al sito del parco eolico offshore "Mistral".



**Figura 7-3: Profondità delle acque nell'area portuale di Oristano individuata per cantierizzazione del progetto "Mistral".**

L'immagine di cui sopra mostra dettaglio del porto, profondità dell'acqua all'attracco e lungo il canale.





**Figura 7-4: Stralcio dell'area portuale di Oristano individuata per cantierizzazione del progetto "Mistral".**

### 7.1.1 Profondità dell'acqua

Il Porto di Oristano presenta le seguenti caratteristiche di fondale:

- La profondità dell'acqua disponibile all'ormeggio varia da 10 a 11 m.

Non esiste una zona di ormeggio specifica, ovvero un'area dragata più profonda adiacente alla banchina.

- La profondità dell'acqua nel canale varia da 11 a 15 m.

### 7.1.2 Le zone

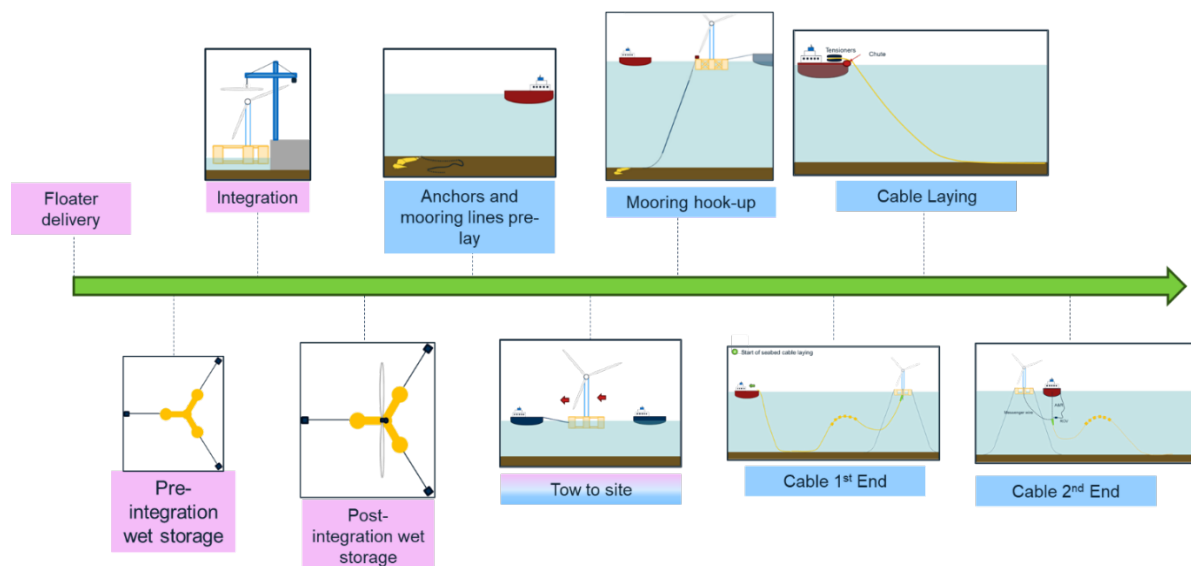
La superficie dell'ormeggio è di circa 24.000 m<sup>2</sup> – come evidenziato in blu.

La restante superficie è di circa 325.000 m<sup>2</sup> – come evidenziato in rosso.

La lunghezza dell'ormeggio è di circa 300 metri.

## 7.2 Trasporto delle componenti dall'area di stoccaggio al sito

Le caselle rosa, nella figura successiva, rappresentano le azioni che si svolgono nel porto, quelle blu le azioni in sito. Il testo indica solo l'ordine degli eventi, e gli intervalli tra di essi non corrispondono alla loro durata.



**Figura 7-5: Cronologia degli storyboard di costruzione preliminari.**

Si presume che le fondazioni galleggianti siano fabbricati in Italia. Il traino a mare, come illustrato nella Figura 7-5 sarà considerato tra il cantiere di fabbricazione e il porto di integrazione.



**Figura 7-6: Traino a mare dal cantiere di fabbricazione al sito di integrazione.**

### 7.2.1 Consegna della Fondazione Galleggiante al Sito di Integrazione

La fondazione galleggiante sarà rimorchiata dal cantiere di fabbricazione al sito di integrazione. In questa fase è necessaria una coppia di rimorchiatori.

La rotta di rimorchio sarà pianificata con attenzione in anticipo, considerando i vincoli di navigazione, la velocità di rimorchio e l'equipaggiamento di rimorchio per garantire un viaggio sicuro.


Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
Wet-Towing dal cantiere italiano	Rimorchiatore trainante con tiro alla bitta minimo di 150MT	1	 Normand Sigma
	A seguire Rimorchiatore aggiuntivo per assistenza e operazioni di stazionamento	1	-

Tabella 7-1: Equipaggiamento marino per operazione di Wet-Towing del galleggiante.

### 7.2.2 Stazionamento a Mare Pre-Integrazione

Dopo essere stati consegnati al porto di integrazione, i galleggianti saranno temporaneamente ormeggiati in un luogo dedicato vicino alla costa, possibilmente al riparo, per garantire che non vadano alla deriva durante la fase di integrazione.

Questo luogo dovrebbe essere utilizzato come cuscinetto per le attività di integrazione e costruzione, per ottimizzare la fase di integrazione e garantire un approccio just-in-time.

Gli ormeggi temporanei saranno installati da AHTS / rimorchiatori dedicati prima dell'arrivo dei galleggianti. Il numero di ormeggi temporanei dipenderà dalla sequenza logistica e di costruzione. Una tipica disposizione di ormeggio per un galleggiante è indicata nella Figura 7-7.

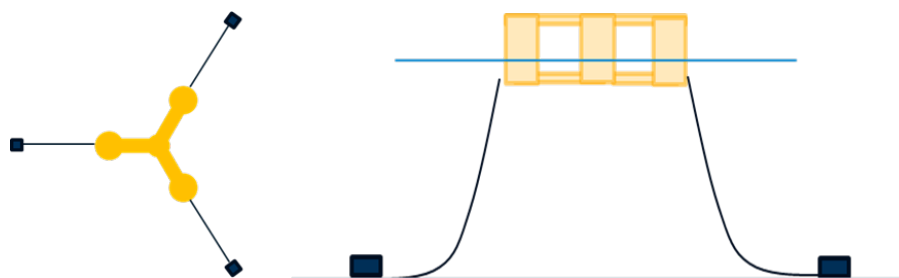



Figura 7-7: Tipica disposizione di ormeggio a mare prima dell'installazione.


L'equipaggiamento marino per lo stoccaggio a mare pre-installazione è presentato in seguito:

Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Rimorchiatore portuale (60-80MT di tiro alla bitta)	3	 <p>Rimorchiatore HyZET 90' x 40' (82MT) - Crowley</p>

**Tabella 7-2: Equipaggiamento marino per la fase di stoccaggio a mare pre-intallazione.**

### 7.2.3 Integrazione WTG

Lo scenario selezionato di integrazione della turbina sul galleggiante utilizza una gru ad anello. L'attrezzatura necessaria per eseguire l'integrazione è presentata nella Tabella 7-3.

Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Gru ad anello	1	 <p>Mammoet PTC200-DS</p>

**Tabella 7-3: Equipaggiamento tipico necessario per l'integrazione delle WTG.**

### 7.2.4 Stazionamento a Mare Post-Integrazione

Dopo l'integrazione della turbina, gli assemblaggi vengono spostati nel luogo di stoccaggio a mare. Una zona dedicata riparata, se possibile, per l'ormeggio temporaneo.

Il numero di ormeggi temporanei sarà dettato dalla sequenza logica e di costruzione. Una tipica disposizione di ormeggio per un galleggiante è indicata in Figura 7-8.

Il gruppo galleggiante sarà nuovamente spostato da rimorchiatori portuali durante questa fase.

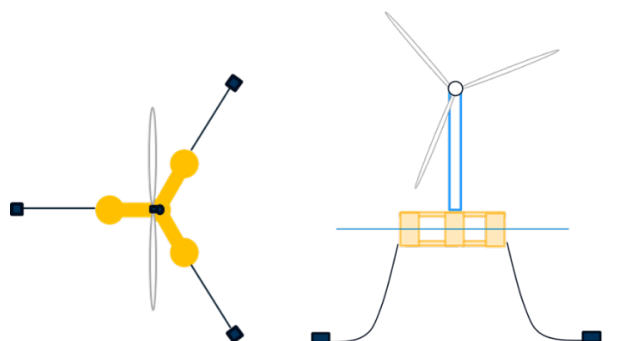


Figura 7-8: Tipica disposizione di ormeggio a mare post-installazione.

L'equipaggiamento marino per lo stoccaggio a mare post-integrazione è presentato in Tabella 7-4.

Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Rimorchiatore portuale (60-80MT di tiro alla bitta)	3	<p>Rimorchiatore HyZET 90' x 40' (82MT) - Crowley</p>

Tabella 7-4: Equipaggiamento marino per la fase di stoccaggio a mare post-integrazione.

### 7.2.5 Pre-Posa delle Ancore a Trascinamento e delle Linee di Ormeggio

Prima che il galleggiante completamente integrato venga rimorchiato al sito, le ancore e le linee di ormeggio vengono pre-posate sul fondale marino in corrispondenza della futura posizione della fondazione galleggiante. La Figura 7-9 evidenzia la tipica sequenza di installazione delle ancore.

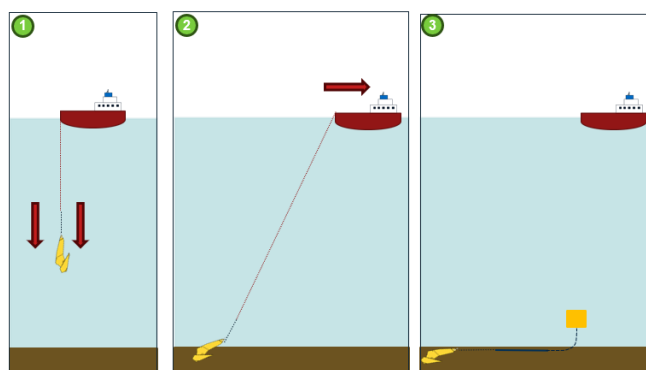



Figura 7-9: Sequenza di Pre-Posa di Ancore e Linee di Ormeggio.

Azioni:

1. Le ancore e le attrezzature di ormeggio vengono trasportate sul sito da un rimorchiatore per la gestione ed installazione degli ancoraggi (Anchor Handling Tug Supply o AHTS) fino all'area del parco eolico.
2. Le ancore trainate sono collegate all'intero gruppo di cime di ormeggio (catena di fondo, poliestere e catena superiore) e calato fino a quando non atterra sul fondale marino.
3. I contrappesi e le boe devono essere installati sull'AHTS in punti specifici identificati dall'analisi dell'ormeggio.
4. L'AHTS si sposta quindi in avanti per trascinare l'ancora fino a raggiungere l'ancoraggio adeguato.
5. La linea di ormeggio completa viene quindi pre-posizionata sul fondale marino in attesa della fase di aggancio (hook-up). Una boa è collegata alla sezione superiore della catena per facilitare il successivo recupero. Le cime d'ormeggio devono essere pre-posate all'interno di corridoi designati per evitare potenziali scontri con altri mezzi sottomarini. Si noti il rischio di abrasione tra il poliestere e il fondale marino durante il periodo di stoccaggio a mare. A questo proposito, la fune di ormeggio sarà scelta in modo da garantire che lo stoccaggio a mare sia consentito senza impatti a lungo termine sul materiale.

L'equipaggiamento marino tipico di per le ancore e le linee di ormeggio prima della posa è presentato nella Tabella 7-5.

Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Rimorchiatore per la movimentazione delle ancore (150MT di tiro alla bitta)	1	 <p>Damen Anchor Handling Tug</p>

**Tabella 7-5: Equipaggiamento marino per la posa delle ancore e delle cime di ormeggio.**

### 7.2.6 Rimorchio al Sito

Dopo la conferma di previsioni meteorologiche favorevoli, i gruppi galleggianti vengono rimorchiati fino al sito. In primo luogo, si assicura che il galleggiante sia in condizioni di pescaggio per il trasporto. Quando i rimorchiatori portuali sono collegati alla FOWT, le cime di ormeggio temporanee vengono rilasciate. La FOWT viene trainata fuori dal porto. Dopo aver lasciato il porto, i rimorchiatori per la movimentazione delle ancore prendono il posto dei rimorchiatori portuali e continuano il rimorchio in mare aperto (Figura 7-6).

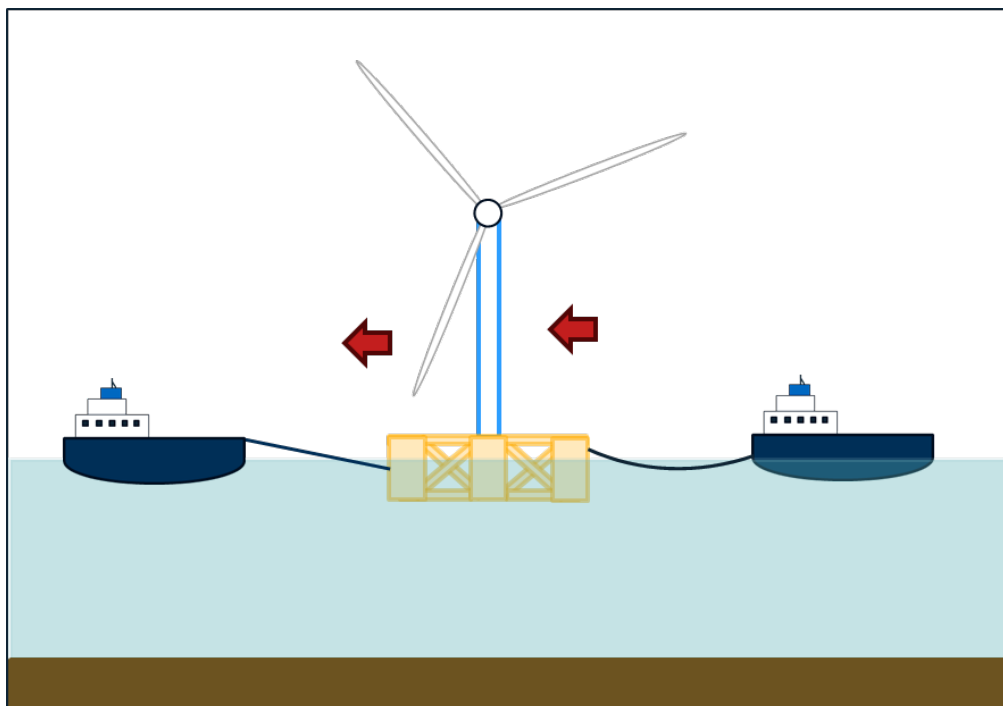


Figura 7-10: Schema di trasporto al sito.

L'equipaggiamento marino per il traino al sito è presentato in Tabella 7-6.



Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Rimorchiatore portuale (60-80MT di tiro alla bitta)	3	 Rimorchiatore HyZET 90' x 40' (82MT) - Crowley
2	Rimorchiatore per la movimentazione delle ancore (150MT di tiro alla bitta)	2	 Damen Anchor Handling Tug

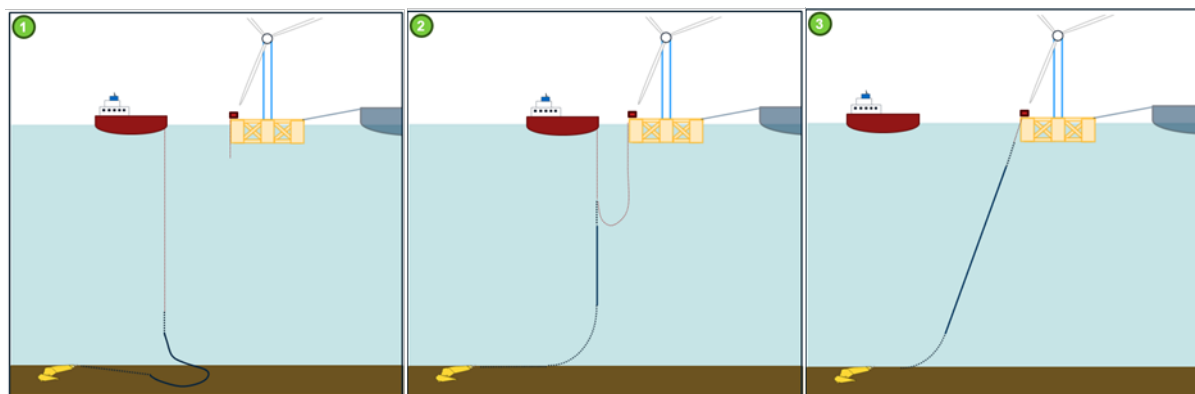
Tabella 7-6: Equipaggiamento marino per il traino al sito.

### 7.2.7 Connessione della Linea di Ormeggio

Quando la fondazione galleggiante arriva sul posto, i rimorchiatori si riconfigurano per garantire il mantenimento della posizione del galleggiante. Questa operazione è fondamentale per le prime linee di ormeggio. La nave installatrice (o alternativamente l'AHTS) recupererà le

cime di ormeggio precedentemente posate sul fondale marino. Il galleggiante è considerato stabile quando una cima di ormeggio di ogni gruppo è fissata.

A quel punto, i rimorchiatori di mantenimento della posizione vengono rilasciati. La sequenza di aggancio delle cime d'ormeggio è presentata in Figura 7-11.




**Figura 7-11: Sequenza di aggancio delle cime di ormeggio.**

Azioni:

1. L'AHTS utilizza una cima di sollevamento per recuperare la cima di ormeggio dal fondale marino. Il collegamento tra la cima di sollevamento dell'AHTS e il sartiame della catena superiore è assicurato da un ROV.
2. L'AHTS recupera la cima di prelievo e solleva la cima di ormeggio a una profondità d'acqua adeguata. Il ROV collega la linea messaggera della FOWT al sartiame della linea di ormeggio.
3. Il cavo di sollevamento è scollegato e il cavo messaggero viene recuperato fino a quando la sezione superiore della catena si trova in corrispondenza della staffa di ormeggio. La cima di ormeggio viene quindi agganciata alla staffa.

L'equipaggiamento marino per l'aggancio delle cime di ormeggio è presentato in Tabella 7-7.

Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Rimorchiatore per la movimentazione delle ancore (150MT di tiro alla bitta)	2	 Damien Anchor Handling Tug
2	Rimorchiatore di supporto per le operazioni di mantenimento della stazione	1	-

**Tabella 7-7: Equipaggiamento marino per l'aggancio della cima di ormeggio.**



### 7.3 Installazione dei cavi sottomarini

La fase di installazione dei cavi Inter-Array viene qui considerata subito dopo la connessione delle linee di ormeggio. Questa sezione descrive le diverse fasi, per come segue:

- Installazione del primo capo (*first-end pull*)
- Posa dei cavi
- Installazione del secondo capo (*second-end pull*)

L'equipaggiamento navale per l'installazione del cavo è presentato in Tabella 7-8 di seguito.

Scenario	Tipo	Numero di imbarcazioni	Esempio
1	Nave per la posa dei cavi	1	 <p>Van Oord - Nexus</p>

Tabella 7-8: Equipaggiamento marino per la posa dei cavi.

#### 7.3.1 Installazione della Prima Estremità

Normalmente, l'operazione di inserimento della prima estremità è la più semplice, poiché è più facile controllare la lunghezza esatta da inserire. La sequenza è illustrata in Figura 7-12.

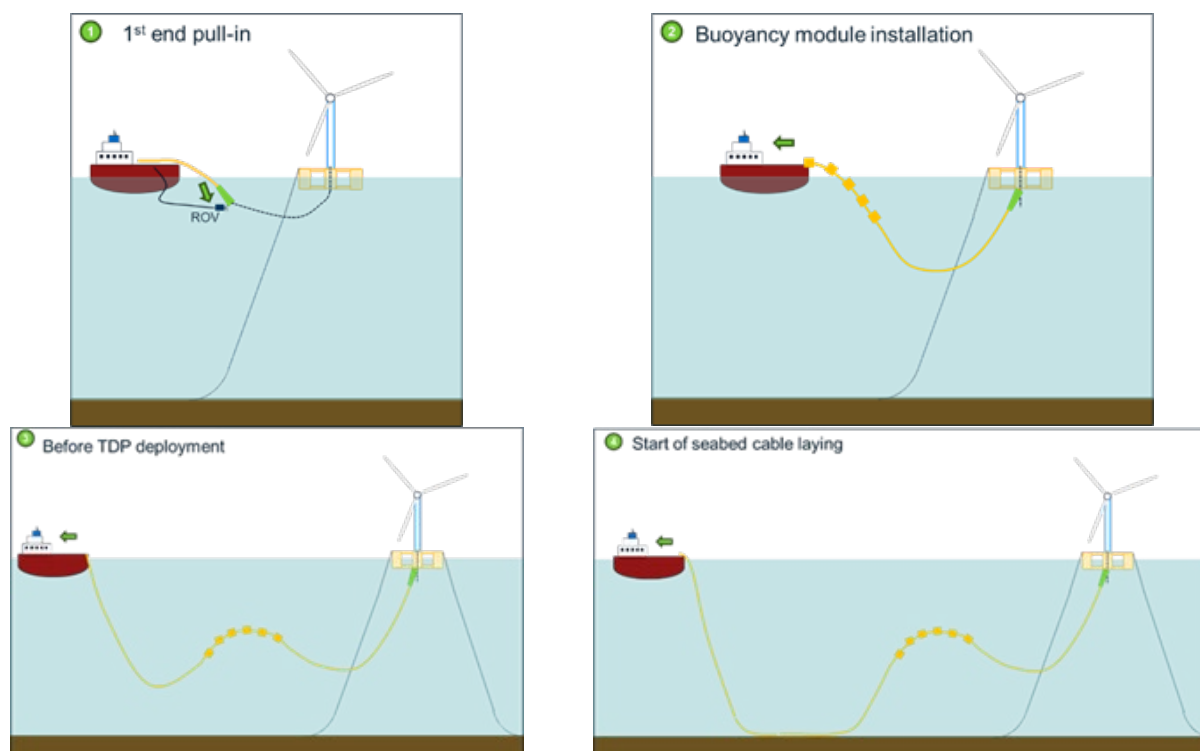


Figura 7-12: Installazione della prima estremità del cavo.

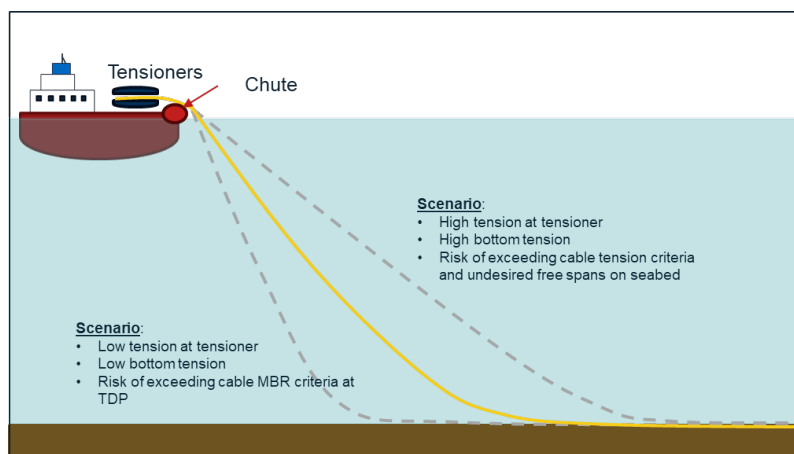
Azioni:

1. Uso di un ROV per recuperare il cavo messaggero all'uscita dell'I-tube per la squadra di bordo della nave posa cavi (o CLV). Il cavo messaggero sarà connesso alla testa del cavo per mezzo di una maglia presacavi da tirare sulla CLV, che comprende la testa di tiro, il rafforzatore di curvatura e la sezione "maschile" del meccanismo di aggancio dei rafforzatori di curvatura (BSLM).
2. La parte femminile del BSLM viene installata a terra prima del trasporto della piattaforma galleggiante in situ.
3. Un verricello installato sul galleggiante della WTG (in cima al tubo ad "I") tira il cavo messaggero, mentre la CLV stende il cavo finché il maschio del BSLM non viene inserito nella parte femminile.
4. L'installazione degli elementi di galleggiamento viene quindi effettuata sul ponte della CLV tra il tensore e lo scivolo poppiere.
5. L'installazione degli elementi di galleggiamento viene normalmente avviata durante la fase di installazione della prima estremità, prima dell'installazione nel punto di aggancio del tubo a "I", in base ai seguenti elementi:
  - la lunghezza della catenaria superiore del cavo
  - la posizione della sezione di galleggiamento
  - la distanza minima richiesta tra la CLV e la piattaforma galleggiante
6. La posizione target del punto di contatto sul fondo del cavo dinamico (o TDP) e' definita dall'analisi della configurazione della catenaria del cavo stesso.
7. Dopo l'installazione dell'ultimo elemento di galleggiamento, la catenaria del cavo viene distribuita nella posizione desiderata, in considerazione della posizione del punto di contatto sul fondo.
8. L'intera operazione sarà monitorata tramite ROV per garantire che il cavo sia installato come da analisi di installazione, assicurando che i criteri dettati dal raggio minimo di curvatura del cavo (o MBR) e di massima tensione assiale non vengano violati durante questa fase.

### 7.3.2 Posa dei Cavi

Dopo aver impostato correttamente la posizione del TDP del cavo della prima estremità, la CLV può iniziare a posare il cavo per il tratto di fondale che intercorre tra i due aerogeneratori galleggianti.

Per installare in sicurezza un cavo sottomarino è sempre necessario monitorare la tensione in uscita dallo scivolo e sul fondo. La tensione necessaria viene generata da un tensore a bordo, come illustrato nella Figura 7-13. Il tensore esercita una tensione di trazione e tira il cavo dalla vasca attraverso una serie di guide e ne controlla la configurazione durante il processo di posa. Se si applicasse una tensione troppo bassa, il cavo potrebbe piegarsi eccessivamente nel punto di contatto con il fondale o avvolgersi su sé stesso compromettendone le use caratteristiche strutturali ed elettriche. Di contro, se si applicasse una tensione eccessiva, il cavo non verrebbe posato adeguatamente seguendo la morfologia del fondale marino, in funzione della sua eccessiva tensione assiale indotta, dando origine a campate libere indesiderate.



**Figura 7-13: Posa dei cavi.**

### 7.3.3 Installazione della Seconda Estremità

L'installazione della seconda estremità richiede un impegno maggiore rispetto alla prima, dato che la CLV ha già installato parte del cavo a partire dal WTG precedente. Le diverse fasi sono riassunte di seguito e illustrate in Figura 7-14.

Azioni:

1. In prossimità della seconda WTG galleggiante da collegare, occorre monitorare attentamente la quantità di cavo in posa libera in prossimità del secondo WTG e, in caso di lunghezza eccessiva, la CLV dovrà manovrare e serpeggiare il cavo lungo una configurazione a S. La potenziale lunghezza eccessiva sarà localizzata oltre il punto di movimento nullo del cavo (o ZMP) a partire dal quale inizia la regione statica.
2. La protezione dei cavi contro l'abrasione del fondale marino sarà installata intorno alle posizioni del TDP per le lunghezze dei cavi richieste.
3. L'installazione del primo modulo di galleggiamento (il più vicino al fondale marino) può avvenire seguendo la stessa procedura della prima estremità del cavo.
4. Quando si raggiunge la seconda estremità, si deve collegare l'argano A&R e trasferire il carico dal tenditore. L'argano A&R può ora sostenere il carico della catenaria e il tenditore può essere aperto.
5. Quindi, il cavo messaggero sul tubo a "I" del galleggiante sarà recuperato e collegato al gruppo di tiro della seconda estremità del cavo.
6. Il trasferimento del carico dal cavo A&R al messaggero può essere effettuato tirando il cavo messaggero. L'ROV può ora scollegare il cavo A&R allentato come da Figura 7-14.
7. La squadra di tiro (pull-in) a bordo può continuare a tirare il cavo fino al bloccaggio della sezione "maschile" del BSLM nella sezione femminile.
8. Dopo il rilascio della testa del cavo, la trazione può continuare fino al punto di aggancio.
9. Il cavo viene quindi fissato in posizione e possono essere avviati i lavori di terminazione.

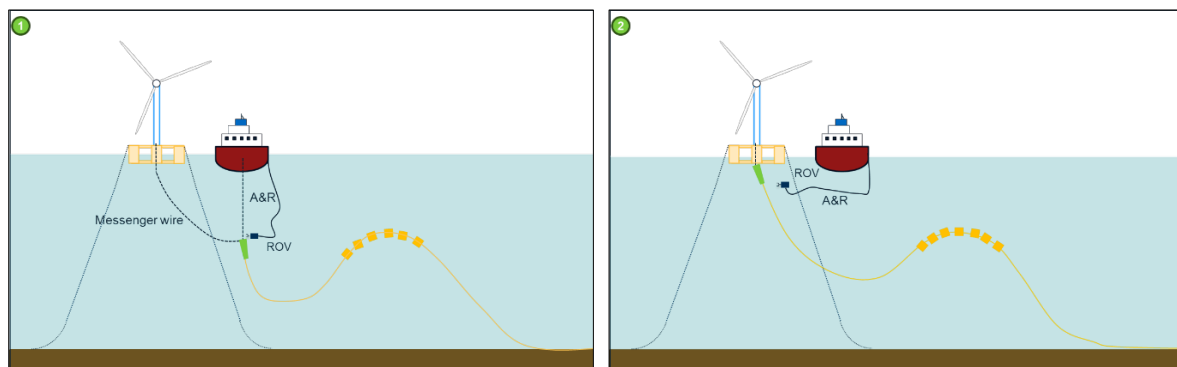


Figura 7-14: Installazione del secondo terminale.

## 7.4 Area Buca Giunti Terra Mare

Verrà costruita in sede di cantiere un'area sicura e protetta per la posa ed installazione del giunto di transizione mare-terra mediante la costruzione di una recinzione apposita. Questo spazio di lavoro avrà dimensioni approssimative di 20 metri per 15 metri e verrà preparato con un escavatore cingolato o una macchina simile che permetterà di ottenere una profondità di circa due metri. Una volta che le pareti dello scavo adibito a zona di transizione saranno stabilite, verranno apposte delle puntellature in legno ai fini di assicurare una stabilità strutturale. A seconda delle caratteristiche del terreno, dei blocchi di calcestruzzo prefabbricati verranno utilizzati per consentire la giunzione in sicurezza del cavo sottomarino con la sezione corrispondente del cavo terrestre.

## 7.5 Cavi interrati terrestri

L'installazione dei cavi terrestri AT interrati è un'operazione complessa che richiede l'utilizzo di tecnologie avanzate. La scelta del metodo di installazione più adatto è fondamentale per garantirne la sicurezza, l'affidabilità e la durata nel tempo.

I due metodi principali di installazione dei cavi sono l'interro diretto e l'installazione tramite condotte per gli attraversamenti stradali o altri attraversamenti importanti.

Nel caso di interro diretto, il cavo viene posizionato direttamente nel terreno, ricoperto con un materiale stabilizzante e poi risepellito.

L'installazione in condotti prevede l'installazione preliminare di lunghezze di condotti semirigidi, in genere realizzati in polietilene ad alta densità (HDPE) o in un materiale simile, che verrebbero interrati direttamente o collocati in un banco di condotti in cemento.

I condotti verrebbero poi interrati ad eccezione delle due estremità, dopo di che il cavo verrebbe tirato e giuntato come di norma.

### 7.5.1 Posa di cavi/canalizzazioni

La prassi standard per i cavi a terra di questo progetto prevede la posa in trincea e l'interramento diretto dei cavi. Ciò consente una maggiore flessibilità nell'installazione dei cavi rispetto alla posa in condotta, oltre a permettere una più semplice identificazione e riparazione dei guasti in futuro.

In alcune aree, come l'attraversamento di corsi d'acqua o altre aree che possono esporre il cavo a un rischio maggiore dopo l'interramento, l'installazione attraverso un condotto può essere presa in considerazione per una protezione aggiuntiva.

In questi casi, il condotto installato sarà realizzato in HDPE con un diametro di circa 200 mm (supponendo che ogni cavo unipolare sia collocato nel proprio condotto). Questo dovrebbe fornire una protezione adeguata per ogni cavo, consentire un'adeguata efficienza termica del cavo e permettere la trazione del cavo attraverso i condotti. I condotti saranno installati prima del passaggio del cavo. Prima di tirare il cavo, lo spazio rimanente può essere riempito con un gel "tiracavi" per facilitare il passaggio del cavo e favorire i valori termici.

### 7.5.2 Cavo di collegamento

Nelle aree in cui è richiesto un condotto, dopo che questo è stato posato e risepellito (a parte le due estremità), il cavo viene tirato e giuntato. Le operazioni di trazione dei cavi sono tipicamente eseguite in baie di giunzione sostenute da legname. Se necessario, la fossa di trazione viene pompata per eliminare l'acqua stagnante e i detriti dal materiale di posa dei cavi. A un'estremità dei condotti, i cavi vengono consegnati su tamburi per cavi sul retro di un caricatore basso.

Una volta arrivati sul posto, i tamburi per cavi vengono scaricati in posizione con una gru, quindi posizionati sui telai e rimossi dalla protezione. All'estremità opposta delle canaline, un argano per impieghi gravosi viene portato in loco e posizionato all'interno del vano del giunto. La fune metallica di trazione viene quindi collegata all'estremità del cavo e viene fatta passare attraverso l'argano.

Una volta in posizione, il legame viene tagliato e il posizionamento finale del cavo viene eseguito a mano. Questo processo viene ripetuto per ogni cavo e per i cavi di comunicazione in fibra ottica. I cavi vengono quindi testati e uniti tra loro.

Una volta completate le operazioni di trazione e giunzione, l'area di giunzione viene riempita con il materiale di riempimento appropriato, coperta e ripristinata nelle condizioni precedenti. Dopo l'installazione completa dei cavi, tutte le aree di lavoro vengono ripulite e riportate alle condizioni precedenti la costruzione.

La strada viene riaperta alla piena operatività. In alcuni casi, possono essere installate delle cassette di terra che richiedono l'accesso e l'ispezione annuale, altrimenti è necessaria un'ispezione visiva dell'intero percorso dei cavi per verificare eventuali segni di interferenza/disturbo del percorso dei cavi.

#### 7.5.2.1 Lavori di giunzione dei cavi

L'esecuzione della giunzione dei cavi è una fase delicata del processo di installazione dei cavi. La giunzione è un lavoro prevalentemente manuale che sarà eseguito da personale specializzato. L'affidabilità del sistema di esportazione dipende in larga misura dalle giunzioni eseguite secondo le regole della buona prassi.

I lavori di collegamento devono essere eseguiti in condizioni di pulizia, predisponendo, se necessario, ripari temporanei. Il controllo dell'umidità è un fattore critico, poiché un eccesso di umidità potrebbe compromettere la qualità dell'isolamento dei giunti.

Per un sistema HVAC trifase incrociato, il collegamento tra gli schermi deve avvenire secondo lo schema di collegamento e la corretta trasposizione tra le fasi.

Collegamenti inadeguati possono provocare correnti di circolazione elevate.

Ove richiesto, i collegamenti fisici di messa a terra devono essere eseguiti in conformità alla norma pertinente. Una cassetta di collegamento a terra consente una facile ispezione del terminale di terra, che sarà effettuata a intervalli regolari.

### 7.5.3 Riempimento scavi e trincee

Una volta completate le attività di installazione, la trincea viene ricoperta da uno strato di cemento magro a bassa resistività termica per uno spessore di circa 0.3 m. Questa è quindi protetta meccanicamente da lastre di cemento armato riportanti il livello di tensione del cavidotto, opportunamente disposte sulla sommità del bauletto. In seguito, su tale massetto è prevista una rete di segnalazione in PVC di colore arancione.

La rimanente porzione di trincea è riempita con il materiale inerte di risulta della fase di scavo, purché questo sia ritenuto idoneo. Se si ritiene necessario l'uso di nastri di segnalazione o di altri segnali di protezione dei cavi, questi saranno installati direttamente sopra il materiale stabilizzato.

Se lo scavo si trova in un'area pavimentata, come una strada o un parcheggio, l'area verrà ripavimentata per soddisfare i requisiti locali.

Se lo scavo si trova in un'area non pavimentata, verrà rabboccato con un minimo di 300 mm di terriccio, eventualmente utilizzando il terriccio autoctono, fino al livello della superficie.

Il terreno di accesso temporaneo sarà ripristinato il più possibile nelle condizioni originali.

### 7.5.4 Test

Il cavo di esportazione onshore sarà sottoposto a test di continuità e stabilità strutturale a ogni baia di giunzione e sarà inoltre sottoposto a un test di continuità end-to-end prima della connessione finale e della messa in servizio del sistema di esportazione.

I cavi in fibra ottica associati al cavo di esportazione saranno testati per verificarne la continuità e la comunicazione prima dell'interramento della baia comune, per garantire un solido collegamento di comunicazione.

## 7.6 Stazioni elettriche di Trasformazione e Connessione

Le sottostazioni saranno del tipo in aria (*AIS – Air Insulated Station*). Le opere civili di queste sottostazioni non presentano problematiche estremamente complesse soprattutto dal punto di vista strutturale; presentano però alcuni aspetti peculiari per questo tipo di impianto, di cui si deve tener conto sia in fase di progetto che in fase di esecuzione.

Esempi di questi aspetti peculiari sono:

- Fondazioni dei trasformatori e Bacini di Raccolta Olio;
- Muri Tagliafuoco;
- Cunicoli per Cavi AT e MT;
- Recinzione Esterna;
- Eventuale richiesta da parte degli enti preposti di realizzare delle opere di mitigazione architettonica per l'Edificio di Controllo e per le Strutture in progetto.

## 7.7 Layout civile sottostazione

L'area dedicata alla singola Sottostazione può essere:

1. Già identificata senza alcuna possibilità di modifica, (ad esempio a causa di vincoli di autorizzazione);
2. Identificata ma con possibilità di essere cambiata in una certa zona;
3. Da definire entro un certo ambito possibile.

In uno qualsiasi di questi tre casi, si dovrà garantire che non vi siano allagamenti in entrambi i casi, sulla piattaforma della sottostazione e sulle strade di accesso alla Sottostazione, fornendo ragionevoli soluzioni progettuali di mitigazione e, nei casi 2 e 3, scegliendo l'area con il livello più basso di ristagni d'acqua.

Se sono stati effettuati degli studi preliminari e uno dei tre possibili scenari, di cui sopra, per l'ubicazione delle sottostazione, ed a valle di ciò è stato possibile definire la relativa posizione.

Per quanto riguarda il loro layout è meglio definito nei relativi disegni elettromeccanici, indicanti la posizione delle apparecchiature principali, dei cunicoli elettrici, dei supporti, dell'ingresso, delle strade interne, dei piazzali, delle finiture pavimentate e non, e la posizione e le dimensioni degli edifici.

**Comunque per ogni approfondimento in merito si rimanda alla Relazione Tecnica (rif. cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-03) ed alla documentazione di dettaglio.**

Si riporta di seguito tabella contenente il cronoprogramma delle fasi attuative della costruzione delle opere in progetto, stimate in circa 40 mesi.

ATTIVITA'		MESI																																															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39									
<b>Avvio Cantiere</b>		█	█	█	█																																												
FASI CANTIERE ONSHORE	Realizzazione Stazioni Elettriche Onshore (Opere Civili)				█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█							
	Realizzazione Stazioni Elettriche Onshore (Opere Elettriche)																█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█						
	Commissioning delle Stazioni Elettriche Onshore																																									█	█	█	█				
	Realizzazione Buca Giunti Terra-Mare							█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█				
Posa in opera Cavidotto Onshore (Scavi, TOC, ecc.)																																																	
FASI CANTIERE OFFSHORE	Installazione Sistemi di Ancoraggio e Linee di Ormeggio																																																
	Realizzazione Fondazioni Galleggianti e Trasporto al Porto di Integrazione																																																
	Assemblaggio Turbine + Fondazioni Galleggianti																																																
	Movimentazione Turbine in Area di Impianto ed Ancoraggio																																																
	Posa in Opera Cavidotto Principale Offshore (Export Cables)																																																
Posa in Opera Cavidotto Interno Impianto (IAC)																																																	
FASE FINALE	Messa in Servizio Turbine																																																
	Collaudi Finali e Connessione alla RTN																																																

Tabella 8-1: Cronoprogramma fasi di costruzione.



## 9. Operatività e manutenzione

La fase operativa del progetto inizia una volta che gli impianti, messi in esercizio, sono consegnati dalle squadre di costruzione, a quelle di O&M, che andranno ad implementare tutte le attività di gestione e manutenzione (O&M) sino al momento in cui sarà necessario attivare le fasi di smantellamento al termine della vita utile di impianto.

### 9.1 Riepilogo della manutenzione

La manutenzione preventiva include attività programmate di monitoraggio, ispezione e manutenzione che hanno lo scopo di ridurre l'usura, prolungare la vita utile dell'attrezzatura e ridurre i rischi di guasto. Le attività di manutenzione preventiva potrebbero includere l'ispezione delle turbine eoliche per rilevare eventuali segni di usura o danni, la lubrificazione di componenti mobili, l'ispezione e la pulizia delle pale eoliche per rimuovere sporco e detriti che potrebbero influenzare l'efficienza della turbina. Le attività di manutenzione preventiva possono essere eseguite sia sulla terraferma che in mare.

La manutenzione correttiva, d'altra parte, coinvolge l'intervento per riparare o sostituire componenti guasti o danneggiati che sono stati identificati durante le attività di manutenzione preventiva o che sono emersi improvvisamente durante il funzionamento normale. Questo può includere il cambiamento di parti, la riparazione di parti danneggiate o l'implementazione di misure correttive per migliorare la sicurezza e il funzionamento del parco eolico. Le attività di manutenzione correttiva richiedono spesso interventi rapidi e possono essere eseguite sia sulla terraferma che in mare.

Un'attività di manutenzione efficace richiede una pianificazione e una gestione accurate delle risorse, una supervisione e un monitoraggio costante delle attività, nonché un'analisi dei dati per identificare trend e problemi potenziali. Una gestione efficiente della manutenzione può contribuire a ridurre i costi operativi complessivi del progetto e a migliorare la produzione e la sicurezza del parco eolico.

#### 9.1.1 Manutenzione preventiva (programmata)

La manutenzione preventiva implica interventi pianificati in intervalli definiti (6 mesi, 1 anno, ecc.) per garantire l'affidabilità e la produzione energetica fino al prossimo intervallo, secondo regolamenti, garanzie OEM e norme di sicurezza. Si svolge in periodi di bassa produzione e coinvolge tecnici esperti e CMS. Gli interventi comprendono ispezioni, manutenzioni leggere e test su singoli componenti. Frequenza e dettagli dipendono dai manuali OEM e dati CMS. Includono WTG, BoP e altre apparecchiature. Soprattutto WTG e fondazioni flottanti richiedono attenzione frequente.

#### 9.1.2 Manutenzione correttiva (non programmata)

La manutenzione correttiva nel contesto dei parchi eolici galleggianti è la risposta reattiva, non pianificata, ai componenti guasti o danneggiati.

Contrariamente alla manutenzione preventiva, la correttiva non è pre-programmata e può essere necessaria in qualsiasi momento dell'anno. Mentre la manutenzione preventiva è solitamente pianificata in anticipo, spesso includendo anche attività minori e non critiche, la manutenzione correttiva avviene al di fuori della finestra di manutenzione preventiva. Di conseguenza, può richiedere un'analisi e valutazione più dettagliate e complesse dell'opportunità di intervenire su una riparazione. Questo approccio di rischio considera vari fattori come sicurezza, generazione di energia e costo. Le riparazioni minori sono comuni nella

manutenzione correttiva e non richiedono attrezzature aggiuntive significative. Tuttavia, ci sono anche riparazioni maggiori che possono richiedere attrezzature più complesse e un approccio più intenso.

### 9.1.3 Sostituzione di componenti importanti

La manutenzione e le riparazioni di componenti cruciali (MCR) per turbine eoliche offshore possono essere complesse e costose a causa delle dimensioni dei componenti, della necessità di attrezzature speciali e del personale specializzato richiesto. Tali operazioni possono essere eseguite in risposta a guasti impreveduti o come parte di una pianificazione regolare. Questi lavori possono includere la sostituzione o la riparazione di componenti del generatore, delle pale, del riduttore e altre parti dell'attrezzatura o dei sistemi di supporto.

A seconda della portata del lavoro, potrebbe essere necessario scollegare l'intera turbina eolica e l'impianto di supporto prima di trasportarla in un porto o eseguire il lavoro in loco con l'uso di navi specializzate. In entrambi i casi, possono essere necessari studi preliminari, come sondaggi del fondale marino per valutare le condizioni del sito e verificare la posizione e il posizionamento delle navi.

I tempi di riparazione dipendono dalla disponibilità delle parti di ricambio, del personale e delle attrezzature necessarie. La programmazione può essere complicata dalla necessità di evitare le condizioni meteo avverse e può essere limitata ai mesi estivi. Le decisioni di intraprendere lavori di riparazione non pianificati sono basate sulla sicurezza dei lavoratori e degli altri utenti del mare, seguita dalla disponibilità di risorse per eseguire i lavori.

## 9.2 Componenti di impianto

Gli asset principali del parco eolico sono descritti nella Tabella 9.1. Il progetto ha una vita utile prevista di 30 anni.

Articolo	Quantità	Parametri chiave
Unità WTG	32	Unità di capacità da 15 Megawatt (MW) 200 m Altezza del mozzo 310 m di diametro del rotore
Fondazioni galleggianti	32	Scafo semisommersibile galleggiante a 3 colonne.  Parametri definiti tramite scalatura lineare da Voltturn-US 15MW (versione Orcina- K03 15 MW semi-sub FOWT).  Pescaggio della piattaforma: 21,7 m Distanza tra le colonne offset: 97,2 m Lunghezza delle colonne: 37,9 m Diametro della colonna principale: 10,8 m Diametro della colonna offset: 13,6 m Massa della piattaforma compresa la zavorra: 22.748 tonnellate Massa della piattaforma senza zavorra: 4.600 tonnellate  Sistema di ormeggio: Sistema semi-auto
Cavi Array	30	Cavi di interconnessione HV tra i diversi gruppi di turbine eoliche:  4 corde da 7-8 WTG ciascuna Totale di circa 160 km di cavo

		Cavi dinamici offshore tripolari, comprendenti: Nuclei di potenza segmentati in rame fino a 1.000 mm <sup>2</sup> di sezione trasversale, cavo a doppia armatura, cavo di comunicazione in fibra ottica integrato e tutti gli accessori per cavi, connettori e giunti di fabbrica.
Stazione Elettrica offshore	0	Non è prevista l'installazione di una stazione elettrica offshore.
Cavi per l'esportazione	Fino a 4	Fino a quattro (4) circuiti di cavi di esportazione alla tensione nominale IAC di 132 kV (classe di tensione IEC 145kV). Max. Diametro esterno del cavo: 240 mm Max. Lunghezza totale del cavo: 52 km
Cavi onshore	Fino a 12	Fino a dodici (12) circuiti di cavi di esportazione alla tensione nominale IAC di 132 kV (classe di tensione IEC 145kV), più fino a quattro (4) cavi di comunicazione in fibra ottica. Max. Lunghezza totale del cavo: 40 km
Stazioni Elettriche onshore	1+1	Una stazione di trasformazione posta nel comune di Alghero (SS) con lo scopo di elevare la tensione di esercizio da 132kV a 380kV.  Una stazione di connessione alla RTN da realizzarsi nel comune di Bessude (SS) per la connessione al futuro ampliamento della SE Ittiri di Terna.

**Tabella 9-1: Parco Eolico Flottante Mistral – Asset.**

## 9.3 Attività di manutenzione offshore

### 9.3.1 Manutenzione WTG

- La manutenzione delle WTG è guidata da manuali operativi e programmi pianificati dall'OEM, in accordo con normative internazionali e nazionali.
- L'OEM, tramite contratti SMA/SWA, si occupa della manutenzione per minimizzare i fermi impianto e regolare le attività di manutenzione.
- Il periodo di validità del contratto SMA/SWA varia (3-15 anni) e può essere personalizzato, con possibilità di proroghe o modifiche.
- Dopo la conclusione del contratto SMA/SWA, il proprietario diventa l'operatore responsabile dell'O&M, che può essere realizzato internamente o tramite un appaltatore terzo.
- Il fabbisogno di manutenzione cresce con l'invecchiamento degli asset, portando ad aumenti dei costi di gestione e manutenzione.
- Le tecnologie innovative, come i robot per il tensionamento dei bulloni e i droni per l'ispezione autonoma delle pale, ridurranno i tempi e i costi di manutenzione.

#### 9.3.1.1 Manutenzione ordinaria

Le turbine eoliche offshore necessitano di manutenzione ordinaria che comprende sia l'intervento annuale che quello periodico. I servizi annuali sono di solito pianificati su un periodo di cinque giorni per singola turbine eolica e, se necessario, possono essere estesi a operazioni di 24 ore, ad esempio, utilizzando veicoli specializzati per le operazioni di servizio.

Le turbine eoliche vengono fermate prima dell'inizio della manutenzione e messe in sicurezza per garantire che non possano essere riavviate fino al completamento della manutenzione o dei lavori. Tali attività vengono generalmente eseguite durante la stagione estiva e quando le condizioni ambientali sono favorevoli per ridurre al minimo la perdita di produzione.

### 9.3.1.2 Risoluzione dei problemi e guasti minori

La gestione dei guasti minori e la risoluzione di problemi di lieve entità costituisce una parte dell'attività di manutenzione preventiva. Questi guasti possono richiedere un intervento per ripristinare la funzionalità della turbina eolica o mantenere l'integrità dell'asset. Tali guasti possono essere corretti e gestiti, con riavvio della turbina, tramite sistemi di controllo e gestione di impianto previsti.

### 9.3.1.3 Sostituzione di componenti importanti

La sostituzione di componenti importanti viene eseguita quando si prevede un'usura e invecchiamento dei singoli componenti. Questi controlli sono necessari per valutare il corretto intervento di manutenzione. La sostituzione dei componenti richiede attrezzature e personale simili a quelli utilizzati durante l'installazione.

### 9.3.1.4 Metodologia con rimorchio in porto

Il metodo tow-to-port prevede il trasporto delle turbine eoliche dal sito di impianto al porto di riferimento per effettuare la manutenzione. Una volta in porto, verranno eseguite le operazioni di riparazione o sostituzione dei componenti. Una volta completata la manutenzione, le turbine saranno riportate sul sito di impianto.

### 9.3.1.5 Metodologia in situ

Il metodo in situ prevede la manutenzione delle turbine eoliche nel sito di impianto. Questo approccio mantiene le connessioni tra turbine e riduce la perdita di generazione. Esistono tre categorie per questo tipo di intervento: da galleggiante a galleggiante, basato sulla navicella e basato sulla piattaforma.

## 9.3.2 Manutenzione BoP (Sistemi a Supporto dell'Impianto)

Per mantenere i sistemi a supporto dell'impianto (BoP) delle turbine eoliche offshore, si prevede di adottare nuovi metodi e tecnologie, come l'uso di modelli informatici avanzati e dell'intelligenza artificiale per gestire guasti e condurre ispezioni con imbarcazioni autonome, migliorando l'efficienza e la sicurezza. Questa manutenzione comprende anche le fondazioni galleggianti e i cavi di esportazione.

Le fondazioni galleggianti, progettate per le turbine eoliche offshore galleggianti, richiedono certificazioni e manutenzione annuale meno intensa rispetto alle turbine stesse.

Si impiegano sistemi di monitoraggio con sensori e dispositivi di misurazione per garantire l'integrità strutturale, inclusi i sistemi di zavorramento e di protezione catodica contro la corrosione. Si effettuano ispezioni e manutenzioni periodiche dei sistemi di ancoraggio e delle cime di ormeggio per garantire la stabilità della struttura.

I cavi di esportazione vengono ispezionati con metodi come ROV e AUV, oltre a test di routine come il rilevamento della temperatura e l'acustica distribuita. Le ispezioni possono essere aumentate in base alla mobilità del fondale marino o ad eventi come frane o interazioni con terzi. I guasti sui cavi vengono corretti con riparazioni localizzate o sostituzioni solo in casi di gravi danni.

## 9.4 Attività di manutenzione onshore

Il presente paragrafo discute la manutenzione regolare dei componenti onshore di un parco eolico, concentrandosi sulla manutenzione dei cavi e delle sottostazioni onshore.

### 9.4.1 Manutenzione cavi onshore

I cavi sono monitorati tramite sistemi SCADA e sottoposti a test come DTS e DAS. Essendo interrati, i test visivi sono limitati all'area di arrivo dei cavi marini o alla TJB. Le attività non programmate, come la riparazione di giunti o tratti di cavidotti, sono gestite e coordinate con le autorità competenti.

### 9.4.2 Manutenzione Sottostazione onshore

La manutenzione segue i programmi raccomandati dal progettista o fornitore, con l'aggiunta di CBM e monitoraggio delle condizioni. Le sottostazioni ospitano componenti HV come trasformatori, quadri elettrici, sistemi di sicurezza e di dati, supportando e monitorando la trasmissione dell'elettricità. La manutenzione include ispezioni, monitoraggio, e, se necessario, riparazione o sostituzione di componenti.

Per ridurre i tempi di inattività, gli interventi alla sottostazione sono mantenuti brevi e basati su manutenzione preventiva. Ogni 2/3 anni ci sono interruzioni programmate, durante le quali il sistema viene spento e il personale esegue ispezioni e riparazioni. In queste fasi, l'accessibilità all'impianto è limitata, e il numero di tecnici e la durata possono variare in base alle necessità.

## 9.5 Operazioni e manutenzione requisiti minimi dell'area portuale

Durante la fase operativa, il progetto richiederà la gestione e il coordinamento di tutte le attività operative e di manutenzione da una struttura a terra per tutta la vita utile di impianto.

La struttura a terra potrà essere un'unica base O&M o una serie di strutture in più località, all'interno delle quali si svolgeranno le seguenti attività:

- Uffici per la gestione e l'amministrazione del progetto/sito;
- Centro Operativo Marino (MCC) per la gestione delle operazioni del parco eolico;
- Strutture portuali in cui sono ormeggiate/stoccate navi, attrezzature per la manutenzione, parti di ricambio e materiali di consumo;
- Terminal marino per la gestione del lavoro e del personale;
- Hangar e base per elicotteri (necessari in caso di impiego di elicotteri).

Se l'accesso e l'intervento in mare aperto, nell'area di impianto, sarà regolarmente necessario per le attività manutenzione, tuttavia la maggior parte dei controlli sul corretto funzionamento del parco eolico si svolgeranno da remoto e saranno gestite dalla struttura di O&M.

### 9.5.1 Logistica

I mezzi logistici sono necessari per trasportare tecnici, attrezzature e componenti agli impianti offshore, in modo da condurre l'attività di manutenzione richiesta.

In genere, le attività di O&M di un progetto di parco eolico offshore saranno supportate da una serie di mezzi logistici, principalmente navi, classificate come:

- navi o mezzi per la logistica di routine,
- navi o mezzi utilizzati per supportare campagne specifiche.

Il numero specifico ed il tipo di navi e mezzi necessari dipenderanno dalle esigenze operative del progetto, nei vari momenti della vita utile di impianto.

### 9.5.2 Fattori contribuenti

Fattori come le dimensioni del sito, la distanza dalla costa e le condizioni meteoceaniche influenzano la scelta delle navi e dei mezzi per la logistica di routine.

Le navi per il trasferimento dell'equipaggio (CTV) che trasportano da 12 a 24 persone (PAX) sono utilizzate in tutto il settore, soprattutto quando i siti sono vicini alla costa (<50-60 km dalla costa) e l'accessibilità, ovvero la possibilità di accedere/trasferirsi da e verso l'impianto, per questo tipo di nave è elevata (>60%).

Invece, per i siti più lontani dalla costa e/o con un'accessibilità più problematica, saranno preferiti l'uso di sistemi SOV, i quali possono avere una capacità fino a 60 PAX e migliori capacità di resistenza in mare aperto. Inoltre, i SOV possono operare in continuità rientrando in porto solo una volta ogni 14 giorni, quindi la distanza tra il porto e il sito è molto meno vincolante.

L'area del Progetto dista 35 km dalla costa fino al punto più vicino sulla terraferma e 70 km dal porto più vicino, Oristano, fino al centro approssimativo del sito. Ciò indica che il sito si trova marginalmente al di là del raggio d'azione tipico dei CTV.

Le dimensioni del sito e il numero di componenti che necessitano di manutenzione sono un altro fattore chiave per la logistica di routine. I siti con un numero elevato di elementi richiederanno il trasporto di un numero maggiore di personale per la manutenzione, dato il volume maggiore di attività. Ciò può significare la necessità di più CTV o di una nave più grande, come un SOV, a causa della loro capacità di trasporto del personale.

Il sito in progetto prevede 32 WTG, il che lo rende un sito relativamente modesto in termini di numero di componenti e di area totale coperta. In teoria, un sito di queste dimensioni è gestibile con i CTV, anche se questo fattore non deve essere considerato isolatamente, ma piuttosto in funzione degli aspetti trattati in precedenza, sulla distanza dalla costa e sull'accessibilità.

### 9.5.3 Elicottero

L'elicottero è uno di quei mezzi che negli impianti offshore riveste un ruolo importante, può essere utilizzato per il trasferimento del personale, in condizioni meteoceaniche favorevoli, o se si verifica un problema di manutenzione critico che richiede un intervento urgente.

Utile sicuramente durante gli interventi di emergenza, grazie ai suoi tempi di percorrenza significativamente più rapidi. In caso di utilizzo di elicotteri, è possibile che il SOV e la

sottostazione offshore debbano essere dotati di attrezzature, come ad esempio una piattaforma di atterraggio per elicotteri, una stazione di rifornimento, ecc.

Poiché il progetto prevede che la manutenzione venga eseguita dall'OEM e da SMA, compresa la logistica, l'OEM (gestione e manutenzione) sarà una parte importante nel processo decisionale relativo all'uso degli elicotteri, il cui utilizzo e gestione sarà opportunamente valutato in fase di costruzione ed esercizio.

#### 9.5.4 Valutazione della logistica preliminare

In base ad una prima analisi, rispetto al sito di progetto dei dati meteoceanici, è possibile prevedere che per una finestra meteorologica di 4 ore, un CTV standard da 12 PAX è in grado di effettuare trasferimenti anche in presenza di un'altezza d'onda significativa di 1,5 m ( $H_s$ ) questo con un potenziale accessibilità media del 65%, mentre un CTV da 24 PAX di alta qualità in grado di effettuare trasferimenti, in presenza di un'altezza d'onda significativa di 2,0 m ( $H_s$ ) potrebbe garantire un'accessibilità media del 76%. A titolo di riferimento, i SOV da 60 PAX più capaci possono effettuare trasferimenti con altezze d'onda significative fino a 3,0 metri. La scelta del mezzo più idoneo, sarà comunque effettuata in funzione delle attività di manutenzione previste.

Per quanto riguarda la distanza, di 70 km dal porto di O&M previsto in progetto (Oristano), il sito è da considerarsi quasi al limite per l'uso del CTV, e l'impatto del lungo tempo di transito, potrebbe ridurre il numero di ore produttive dei tecnici di manutenzione. Le prime stime suggeriscono che durante un turno standard di 12 ore, si potrebbero perdere più di 4 ore per il solo trasferimento. Per questo motivo, si potrà prendere in considerazione l'utilizzo di un SOV, poiché, rimanendo sul sito per 14 giorni alla volta, l'impatto dei transiti si riduce drasticamente e una parte maggiore del turno di ogni tecnico può essere considerata come tempo produttivo. Inoltre, il SOV può facilitare il funzionamento 24 ore su 24, il che significa che gli interventi di manutenzione possono teoricamente svolgersi durante l'intera giornata, riducendo i tempi di inattività previsti per le WTG.

Da quanto sopra emerge che una manutenzione pianificata correttamente e con il corretto uso delle imbarcazioni di supporto è la scelta più idonea per il sito in progetto. Tuttavia, come già accennato, anche l'utilizzo di elicotteri ove necessario potrà affiancare le diverse operazioni di O&M.

### 9.6 Navi per le attività specifiche

Oltre alle navi per la logistica di routine, nel corso del progetto saranno necessarie diverse altre navi per supportare l'O&M del sito in attività specifiche. Queste possono includere:

- CTV aggiuntivi
- JUV
- Navi di rifornimento
- SOV/nave di servizio offshore (OSV)/altro
- Elicotteri dotati di paranco
- AHTS
- Navi posacavi (CLV)

- Navi speciali per installazione di ammassi rocciosi
- Navi di supporto alle immersioni
- ROV
- UAV
- HLV

La ripartizione delle imbarcazioni da utilizzare durante l'intero ciclo di vita operativa del progetto e le relative risorse sono riportate in Tabella 9-2.

Nave	WTG	Fondazione Galleggiante	Cavo inter-array	Cavo di esportazione
SOV	X	X	X	
CTV	X	X	X	
JUV (in porto o in acque riparate e poco profonde)	X	X		
Nave di rifornimento				
Elicottero	X	X	X	X
AHTS	X	X		
CLV			X	X
Navi speciali per installazione di ammassi rocciosi				X
Nave di supporto alle immersioni		X	X	X
ROV		X	X	X
AUV			X	X

**Tabella 9-2: Ripartizione Navi per il sito in progetto.**

## 9.7 Tecniche di accessibilità all'area di impianto

Si prevede che, come minimo, il trasferimento del personale avverrà secondo gli attuali standard industriali e le linee guida raccomandate da G+ Offshore Wind. Per l'accesso tramite CTV, la nave fisserà temporaneamente la sua prua contro la struttura di fondazione spingendo contro il parabordo della scala di atterraggio, riducendo i movimenti indotti dalle onde sulla parte anteriore della nave grazie alle forze di attrito sul parabordo. La passerella delle imbarcazioni dovrà essere mantenuta sufficientemente pulita e non scivolosa per consentire il trasferimento sicuro del personale. Le parti e le attrezzature saranno trasferite dal ponte della nave utilizzando la gru Davit montata sulla FOWT.



Inoltre, nella fase esecutiva di implementazione del presente Piano, potrà essere preso in considerazione l'utilizzo di un sistema aggiuntivo per migliorare la sicurezza e aumentare l'altezza d'onda limite per il trasferimento sicuro del personale come, ad esempio, il sistema "Get-Up-Safe" (Pict Offshore Ltd).

Per l'accesso tramite SOV, si prevede una soluzione "Walk-to-Work". La nave utilizzerà le sue capacità di posizione dinamica (DP) (configurazione minima DP2) e utilizzerà una passerella a compensazione di movimento estesa tra la nave e la FOWT per eliminare i movimenti relativi tra di esse. Le passerelle a compensazione di movimento SOV sono anche in grado di trasferire parti più grandi, fino a 1,0 tonnellate, anche se si prevede, per questioni di miglior gestione delle operazioni in termini di sicurezza, che carichi superiori vengano trasferiti utilizzando la gru a compensazione di movimento montata su SOV.

In tutto questo gli elicotteri consentirebbero l'accesso attraverso la piattaforma di verricellamento in cima alla navicella della turbina eolica con velocità del vento fino a 20,0 m/s. La loro capacità di trasportare tecnici e componenti/attrezzature è comunque limitata, di solito fino a 6 tecnici e circa 100,0 kg di componenti, per cui il loro uso sarà previsto solo in emergenza ed in caso di interventi di minima entità. Da tenere anche presente che, a causa di problemi di sicurezza relativi a situazioni di emergenza, i trasferimenti in elicottero non sono praticabili in condizioni di mare tra 4,0 e 6,0 m  $H_s$ , o in caso di scarsa visibilità, come in situazioni di presenza di nebbia.

### 9.7.1 Sintesi della logistica

In base alle informazioni sopra esposte e nello specifico in funzione delle caratteristiche tecnico funzionali del progetto in esame, l'approccio per la logistica di routine prevede una combinazione di sistemi SOV supportato da CTV e, ove necessario, l'intervento di elicotteri. L'approccio potrà essere ulteriormente testato e perfezionato con valutazioni e modellizzazioni dettagliate durante una futura fase di implementazione del cantiere.

Si precisa che comunque tutte le assunzioni fatte, sono frutto di informazioni ed esperienze provenienti da impianti offshore Oil&Gas o da impianti eolico offshore attualmente in esercizio, calibrando tali dati in funzione delle caratteristiche di progetto.

## 9.8 O&M – Struttura

Le operazioni quotidiane saranno condotte presso un'adeguata struttura O&M situata all'interno di un porto o di un'area portuale ritenuta adeguata ai requisiti logistici. Gli edifici dedicati alla base O&M ospiteranno gli uffici per le attività di gestione e ingegneria. Inoltre, saranno previsti un MCC e uno più magazzini per le parti di ricambio e i componenti, e potenzialmente per lavori di manutenzione leggera.

### 9.8.1 O&M – Attività Porto/Porto

I tecnici si riuniranno per le attività di pre-mobilizzazione presso la base O&M e saliranno a bordo delle imbarcazioni di manutenzione presso le strutture portuali. Per i SOV, si tratta di una banchina di lunghezza e pescaggio adeguati. Per i CTV, l'imbarco avverrà su pontili o ormeggi simili.

Con un SOV, i tecnici lavoreranno probabilmente secondo una tipica rotazione dei turni (ad esempio, 2 settimane sì e 2 no). Si prevede che i tecnici lavorino in turni di 12 ore e, se necessario si potrà operare 24 ore su 24. Al termine del turno di 2 settimane in mare aperto,

il SOV riporterà i tecnici alla base O&M. A questo punto il SOV dovrà rifornirsi di nuovo, cambiare l'equipaggio, se necessario, e sostituire i tecnici con un altro gruppo.

Per i CTV, i tecnici lavoreranno probabilmente in un turno di 12 ore, in genere dalle 07:00 alle 19:00 (ora locale), partendo e tornando in porto ogni giorno. Il CTV attraccerebbe in un pontile adeguato, rifornendosi e cambiando l'equipaggio a seconda dei casi (all'inizio di ogni turno/giorno).

### 9.8.2 Coordinamento marino

All'interno del MCC presso la struttura O&M saranno anche presenti i coordinatori marini, responsabili della gestione, del coordinamento e del monitoraggio di tutto il personale, in loco e presente sulle navi O&M in transito da e verso il parco eolico, il cui scopo principale sarà quello di promuovere la sicurezza di tutti i soggetti coinvolti. I coordinatori marini e il loro gruppo di supporto otterranno e forniranno informazioni meteorologiche localizzate alle navi che lavorano al progetto per pianificare le attività di O&M, svolgendo i seguenti servizi:

- Gestione dei permessi di lavoro/altri permessi (PTW);
- Sorveglianza marina - tracciamento di imbarcazioni e personale;
- Coordinamento della risposta alle emergenze;
- Monitoraggio del sistema SCADA e della commutazione HV;
- Controllo della turbina;
- Ecc.

Sebbene sia tipico che il coordinamento marino ed i diversi team operativi siano situati presso l'impianto O&M vicino al sito, nulla vieta che le attività di cui sopra possano essere svolte in tutto o in parte da remoto. Naturalmente, questo ed altri aspetti saranno oggetto di opportuni approfondimenti e pianificazione prima dell'entrata in esercizio dell'impianto.

### Stoccaggio e ricambi

Presso le aree O&M a terra verrà mantenuto uno più magazzini ben forniti di parti di ricambio e materiali di consumo critici. In questi si conserveranno i componenti più piccoli della WTG e del BoP e i materiali di consumo. Inoltre questi saranno da supporto per l'integrazione dei magazzini presenti a bordo delle unità navali che saranno a supporto delle attività di manutenzione all'interno del parco eolico.

A causa delle loro dimensioni e dei costi di stoccaggio di un numero significativo di parti di ricambio, si prevede che i componenti principali, quali pale, riduttori, trasformatori, quadri elettrici ad alta tensione, generatori o alberi principali, non saranno stoccati in quantità presso l'impianto O&M, se non in minima parte.

Per lo stoccaggio dei componenti principali verrà adottato un approccio basato sul rischio, in base alla valutazione, della probabilità di guasto e della criticità per la generazione del componente da sostituire. In linea con gli SMA o gli accordi di servizio sottoscritti, i produttori OEM saranno un soggetto chiave nel determinare il numero di componenti immagazzinati.

Naturalmente verranno stipulati una serie di accordi con i diversi attori interessati alla manutenzione, tali da garantire, in caso di guasto di un componente importante, una rapida fornitura di questi pezzi di ricambio questo perché i principali produttori OEM controllano catene di fornitura consolidate e fabbricano componenti in Europa, è quindi prevedibile che i

componenti principali vengano consegnati direttamente da queste strutture al porto di integrazione, a seconda delle necessità.

La Tabella 9-3 fornisce un'indicazione dei pezzi di ricambio stoccati nel magazzino O&M.

WTG – Sezione Impiantistica	BoP	
Aria condizionata (filtri, guarnizioni del rotore, cinghie di trasmissione)	Stazione Elettrica	Parti del trasformatore (boccole, indicatori, manometri, radiatore)
Componenti della lama ( <i>spoiler</i> , generatore di vortice, ricettore di fulmini)		Apparecchiature primarie (interruttore automatico, cabina di controllo locale, sezionatori di motori e sezionatori, rilevatori di fughe di gas)
Unità centrale HPU (solenoide, fusibile, valvola di sicurezza, manometro, tubo idraulico)		Apparecchiature secondarie (bobina di sgancio dell'interruttore automatico, <i>driver</i> del sezionatore)
Materiali di consumo (acqua deionizzata, olio idraulico, grasso)		Trasformatore di corrente (avvolgimenti)
Convertitore (resistenza, trasmettitore, relè)		Trasformatore di tensione (avvolgimenti)
Gru della navicella (bulloni, motore, molla, ganci)	Cavo di <i>array</i> e cavo di esportazione	Lunghezza aggiuntiva per la giunzione dei cavi
Sensori (temperatura, umidità, pressione)	Fondazione	Anodi, bulloni, materiali di saldatura

**Tabella 9-3: Indicazione delle parti di ricambio.**

## 9.9 Requisiti indicativi delle aree O&M

Di seguito si riportano, in maniera orientativa, i requisiti preliminari minimi che dovranno avere le aree logistiche utili alla struttura O&M, zona che potranno essere reperite nelle aree portuali, o in zone limitrofe ed utili alla gestione del progetto, come ad esempio spazi industriali ecc.

Per il progetto in esame è possibile ipotizzare quanto segue:

- Spazio - minimo 75 x 75 m, che include il seguente:
  - Parcheggio - posti per 40 veicoli, più un parcheggio SOV dedicato e sicuro con 60 posti.
  - Spazio per uffici - minimo 200 m<sup>2</sup>
  - Magazzino - minimo 1000 m<sup>2</sup> (riscaldamento, ventilazione e condizionamento dell'aria (HVAC) controllati, stoccaggio di merci/materiali pericolosi)
  - Stoccaggio esterno - minimo 400 m<sup>2</sup>
  - Area di svolta dei veicoli di rifornimento diametro 25 m
  - Area di deposito/stoccaggio
  - Carburante bunker (per supportare il Marine Gas Oil (MGO), considerare anche le future tecnologie a zero emissioni (ad esempio, ricarica elettrica, idrogeno, ecc.)
  - Strutture per il benessere (ad esempio, spogliatoi, cucina, sala da pranzo, ecc.)
- Banchina
  - Idealmente adiacente alla struttura O&M o entro 100 m dalle aree di stoccaggio (percorsi designati, pendenza minima/assente)
  - Lunghezza minima - 100 m
  - Profondità minima - 7 m (4 m ai pontili per l'accesso al CTV) Chart Datum (CD)

- Capacità portante minima - 15 t/m<sup>2</sup> (O&M di routine), 25 t/m<sup>2</sup> per operazioni MCR
- Accesso (offshore)
  - Profondità minima del canale - 7 m (CD)
  - Nessuna restrizione di marea (preferibile)
  - Gru da traino per supportare le operazioni di carico delle navi
- Accesso (onshore)
  - Strade d'accesso – preferibilmente se secondarie o di dimensioni minori.

Va notato che, sebbene sia preferibile, non è essenziale che gli uffici e il magazzino siano adiacenti alla banchina.

Nel caso di Oristano, in base alle valutazioni iniziali, sembra che l'impianto di O&M possa essere ubicato nella vicina "Zona Industriale". In questo caso, è fortemente consigliata una linea visiva delle attività (o mezzi alternativi come telecamere a circuito chiuso) sul lato della banchina. Quanto sopra evidenzia come il progetto Mistral avrà un impatto socio-economico rilevante sul territorio, sia per numero di addetti che anche per spazi industriali da reperire durante tutta la sua vita utile.

#### 9.9.1 Struttura principale per le attività di O&M

Attualmente, il porto di Oristano è l'opzione prevista in progetto, come sede della sezione di O&M, anche se altri porti dell'Isola potrebbero tornare utili nella gestione dell'impianto, nonostante la maggiore distanza dal sito. Porto Torres a nord, Portovesme e Cagliari a sud possono essere opzioni da considerare in fase di avvio.

Al momento altre località portuali più lontane dal sito non sono state valutate soprattutto per i tempi di transito eccessivamente lunghi, tuttavia come per il resto, in fase di avvio dell'impianto sarà necessaria una rivalutazione complessiva di quanto analizzato in fase progettuale per confermare/ottimizzare quanto previsto e, se necessario, anche per analizzare nuove soluzioni logistiche.

Nello specifico il porto di Oristano si trova a una distanza ragionevole rispetto al sito, il che consente una certa flessibilità logistica, in quanto sia le operazioni CTV che quelle SOV sono fattibili rispetto a questa località. Le valutazioni effettuate dimostrano inoltre che il porto ha la profondità dell'acqua e le banchine necessarie per supportare le operazioni SOV, nonché all'interno dello stesso o in zona limitrofe (area industriale) sono disponibili terreni per le attività O&M e per lo stoccaggio.

La stessa area portuale di Oristano è quella che meglio si presta anche per le attività durante la fase di trasporto e installazione (T&I) del progetto, il tutto naturalmente da pianificare e gestire in modo da evitare congestionamenti dell'area portuale.

#### 9.9.2 Struttura per le attività degli elicotteri

Nel presente studio si è anche tenuto conto di una prima valutazione della logistica legata alle situazioni di emergenza, soprattutto in termini di risposta ad eventuali situazioni da gestire in termini di soccorso di vite umane. Da questo punto di vista, la collocazione dell'area di impianto è tale per cui è ragionevole pensare che gli aeroporti di Alghero e di Cagliari siano gli hub a cui riferirsi per operazioni di elisoccorso e/o di risposta alle emergenze.

## 10. Dismissione impianto

La decisione su quando disattivare un parco eolico offshore (OWF) è un aspetto cruciale del piano di dismissione. Questo capitolo affronta i fattori che influenzano la tempistica della dismissione, 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.

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

- **Estensione della Vita Tecnica:** 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.
- **Dismissione:** È l'ultima opzione quando le opzioni sopra elencate non sono praticabili (per motivi tecnici, economici, normativi, ambientali o di altro tipo). La dismissione può essere effettuata parzialmente o completamente. Parte della dismissione consiste nello smantellamento, nella rimozione, nello smaltimento e nel ripristino del sito.

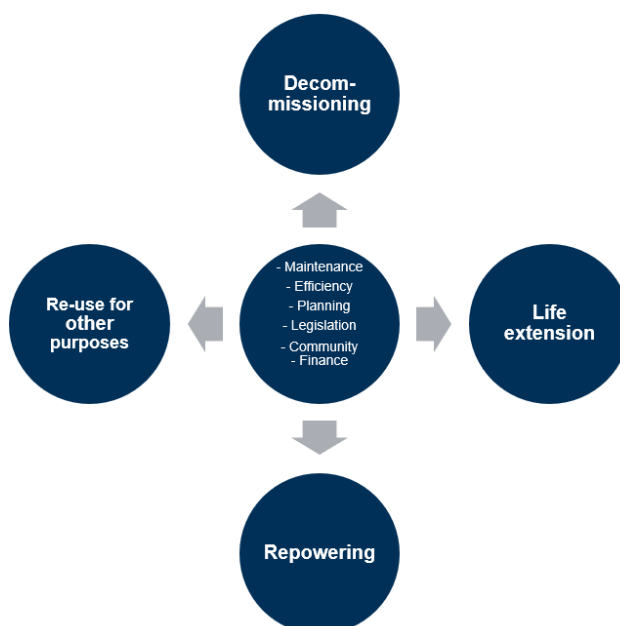


Figura 10-1: Considerazioni sul processo decisionale di fine vita.

## 10.1 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.

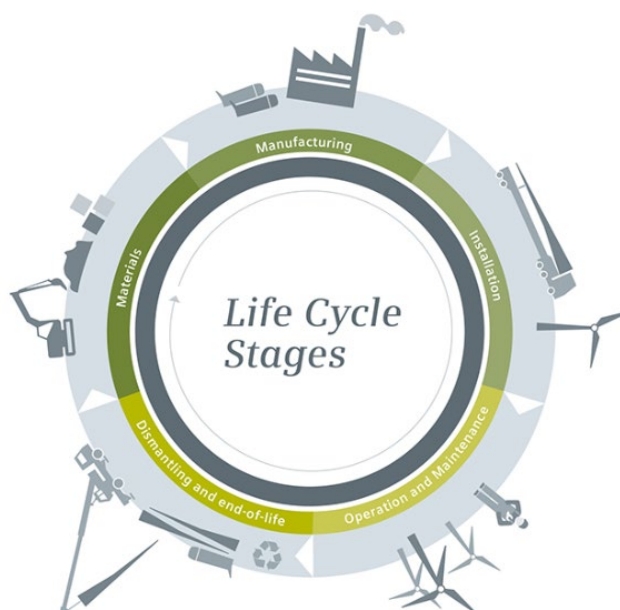


Figura 10-2: Ciclo di vita di un parco eolico offshore.

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 dismissione.
- **Strategia di dismissione:**
  - Sviluppare una strategia chiara per la dismissione che delinea la sequenza delle attività, l'allocazione delle risorse e la conformità ai requisiti normativi.
  - Considerare le varie opzioni di dismissione, 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 dismissione.
- **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 dismissione.
  - 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 dismissione, tra cui la rimozione degli asset, lo smaltimento dei rifiuti, la bonifica del sito e il monitoraggio.
  - Sviluppare un budget di dismissione 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 dismissione, le tempistiche e gli impatti potenziali.
  - Rispondere alle preoccupazioni e fornire informazioni sul processo di dismissione 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 dismissione, 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 dismissione 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.

## 10.2 Estensione della vita Tecnica

Quando l'estensione dell'EoL non è possibile, la decisione di smantellare un parco eolico offshore sarà 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 dismissione 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 dismissione 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.
- Impatto ambientale



- Ecosistema - se la OWF ha un impatto ecologico negativo sulla vita o sugli habitat marini, potrebbe essere necessario un disarmo per mitigare questi rischi.
- Ripristino degli habitat - Lo smantellamento potrebbe offrire l'opportunità di ripristinare o migliorare gli habitat marini colpiti dalla presenza della OWF.

I tempi di dismissione 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.

### 10.3 Stato attuale della dismissione

In linea generale per promuovere una dismissione 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 per promuovere pratiche di smantellamento responsabili.

#### 10.3.1 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.

### 10.4 Smantellamento fondazioni galleggianti

Le strategie di dismissione per le turbine eoliche a fondazioni fisse sono in parte applicabili 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 strategie di dismissione dal punto di vista della dismissione:

#### Fondazioni 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.

#### Ormezzi e Cavi Sottomarini

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, sarà valutata in funzione del progetto. Ciò dipenderà soprattutto dalle normative locali.

### **Finestre Operative**

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**

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**

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 diffusione della catenaria o dei sistemi ormeggiati in tensione) e quindi sono più importanti le considerazioni ambientali da implementare.

Le considerazioni da fare per decidere se recuperarli o mantenerli in loco dipendono dalle leggi e dai regolamenti locali

### **Maturità Tecnologica**

Le FOWT sono una tecnologia relativamente recente e le strategie di dismissione si stanno ancora evolvendo man mano che l'industria acquisisce esperienza, tuttavia le FOWT beneficeranno del vantaggio e dell'esperienza delle campagne di dismissione 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.

## 10.5 Metodi attuali di dismissione

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 dismissione 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 dismissione. Tuttavia, le tre considerazioni principali per la dismissione di un parco eolico offshore sono attualmente: riduzione dei tempi, dei costi e degli impatti (socio)ambientali.

## 10.6 Sequenza

L'approccio attuale alla dismissione 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.

## 10.7 Catena di approvvigionamento

La disponibilità di navi specializzate per la dismissione 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 dismissione, che provengono principalmente del 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 smantellamento.

Lo stesso livello elevato di domanda è previsto per i porti. La capacità portante, il pescaggio e lo spazio richiesto per la dismissione limitano, attualmente, 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 dismissione 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.

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.

### 10.7.1 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 trascinamento 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...

## 10.8 Strategia di dismissione

Come discusso in diverse sezioni di questo capitolo, la dismissione delle FOWT comporta un numero significativo di incertezze, tuttavia è fondamentale che il processo sia gestito in modo efficace. La gestione del cambiamento è particolarmente importante per la dismissione.

Si raccomanda di aggiornare la strategia di dismissione 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 dismissione potrebbe non essere prevista fino a quando non sarà relativamente vicina l'attività di dismissione, tuttavia la pianificazione non dovrebbe essere sottovalutata. L'entità della pianificazione richiesta può essere paragonabile a quella necessaria per la costruzione originaria dell'OWF.

Pertanto, si raccomanda vivamente che tutti i piani e i permessi necessari, la fattibilità tecnica e le valutazioni dell'impatto ambientale siano presi in considerazione e predisposti in tempo utile prima di iniziare le attività di dismissione dell'OWF.

## 10.9 Regolamenti per la dismissione

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 dismissione 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.

## 10.10 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:

- 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.
- 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.

## 10.11 Porti

I porti sono un elemento importante nella dismissione 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 dismissione:

- 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 dismissione 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 dismissione. Tuttavia, la distanza dal porto di 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 dismissione richiede diverse ipotesi basate sulla strategia di costruzione e installazione adottata durante la fase di costruzione. Inoltre, la mancanza di esperienza in materia di dismissione di parchi eolici offshore all'interno del settore rende necessarie revisioni e aggiornamenti regolari della strategia di dismissione. 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 dismissione 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 75 km dal sito; il porto stesso è situato sul lato occidentale dell'isola tra il lago di Santa Giusta e il Mare di Sardegna. Questo porto si basa sulla costruzione del progetto. Per maggiori dettagli sul porto di Sardegna, si veda OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-011 Relazione di Cantierizzazione.

## 10.12 Metodologia di dismissione offshore del progetto Mistral

### 10.12.1 Valutazione degli elementi per la dismissione

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

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

Tabella 10-1 mostra gli elementi previsti per l'OWF Sardegna e la strategia di valutazione da utilizzare in ogni fase.

Elementi	Strategia di estensione della vita	Strategia di ripotenziamento/sostituzione	Strategia di riutilizzo	Dismissione Strategia
Cavi di potenza sottomarini (esportazione e array)	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.	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.	A seconda delle loro condizioni, i cavi elettrici offshore possono essere considerati per il riutilizzo in altri progetti, come le interconnessioni tra impianti offshore o progetti di energia rinnovabile, dopo un regime di test adeguato.	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 dismissione di un OWF.  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.

Galleggianti	<p>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.</p>	<p>Considerare la possibilità di sostituire i galleggianti con modelli tecnologicamente più avanzati che offrono maggiore stabilità e prestazioni durante la vita del parco eolico.</p>	<p>I galleggianti delle turbine eoliche galleggianti possono essere riutilizzati per altri progetti offshore, come dispositivi per l'energia del moto ondoso, impianti solari galleggianti o allevamenti ittici offshore.</p>	<p>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.</p>
Ancore	<p>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.</p>	<p>Considerare l'opportunità di passare a modelli di ancoraggio più recenti ed emergenti che offrono una maggiore durata dell'OWF.</p>	<p>A seconda delle condizioni e del design, le ancore potrebbero essere considerate per il riutilizzo in altri progetti di infrastrutture marine.</p>	<p>Rimuovere, pulire e smaltire correttamente gli ancoraggi non più idonei al riutilizzo.</p>
Linee di ormeggio	<p>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.</p>	<p>Considerare l'opportunità di passare a cime/sistemi di ormeggio più recenti ed emergenti che offrano una maggiore durata di vita dell'OWF.</p>	<p>Le cime d'ormeggio non vengono generalmente riutilizzate a causa dell'usura.</p>	<p>La dismissione comporta la corretta rimozione e lo smaltimento del materiale.</p>



WTG	<p>La manutenzione regolare, l'aggiornamento dei componenti e l'ottimizzazione delle prestazioni possono prolungare la vita operativa delle WTG. 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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Con il progredire della tecnologia, si può prendere in considerazione l'aggiornamento di elementi più piccoli della WTG, come la navicella, le pale, ecc.</li> <li>- 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 sarà valutata in base agli investimenti da effettuare sui sistemi elettrici e sul galleggiante per aumentare la durata di vita della OWF.</li> </ul>	<p>I componenti delle WTG 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.</p>	<p>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.</p>
Boe lidar / meteoceaniche	<p>La calibrazione e la manutenzione regolare dei lidar e delle boe meteoceaniche possono aumentarne l'accuratezza e l'affidabilità.</p>	<p>Considerare la possibilità di aggiornare le boe con nuove/aggiuntive tecnologie di sensori per migliorare la raccolta e l'affidabilità dei dati.</p>	<p>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.</p>	<p>Smantellare le boe non funzionali o obsolete e smaltirle correttamente.</p>
Cavi onshore	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>I cavi elettrici onshore possono essere considerati per il riutilizzo in altri progetti energetici o per lo sviluppo di infrastrutture.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tagliare il cavo sopra la superficie e mantenere il cavo interrato e non recuperare i cavi interrati. È necessario un ulteriore monitoraggio dopo la dismissione di un OWF.</li> <li>- 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.</li> </ul>
Sottostazioni onshore	<p>La manutenzione regolare e gli eventuali aggiornamenti delle apparecchiature possono prolungare la vita operativa delle sottostazioni onshore.</p>	<p>Aggiornare le sottostazioni onshore con tecnologie più recenti per supportare l'aumento delle esigenze di trasmissione o distribuzione di energia.</p>	<p>Le sottostazioni onshore possono essere riutilizzate per altri progetti di trasmissione di energia o ripotenziare con apparecchiature più recenti per continuare a essere utilizzate.</p>	<p>Disattivare e smantellare con cura le sottostazioni, riciclando i materiali ove possibile e smaltendo i componenti in modo responsabile.</p>

**Tabella 10-1: Metodologia per Elemento.**

## 10.13 Metodologia del piano di dismissione

La metodologia del piano di dismissione contiene una descrizione delle attività necessarie durante le operazioni di dismissione. L'ordine di dismissione 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.

I preparativi e le operazioni di dismissione 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-Dismissione**
  - 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 dismissione 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 dismissione 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 dismissione 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 di perforazione 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 di perforazione debba essere smantellato).

## 10.14 Navi e attrezzature necessarie per le attività di rimozione

La Tabella 10-2 fornisce un elenco tipico delle navi e delle relative attrezzature necessarie per la dismissione.

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 ping-pong 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 (work-class remote operated vehicle)
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 offshore (OSV)	Facilitare il trasferimento di attrezzature e personale (tecnici WTG e squadre/rigger di torri), compreso un sistema walk-to-work 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 10-2: Elenco tipico delle imbarcazioni coinvolte nel disarmo.**

## 10.15 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. Attualmente 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.

Componente	Posizione sul componente	Risorsa principale
WTG - Generatore di turbine eoliche	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
	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
Torre del vento	Torre eolica, connessioni bullonate, flange di connessione	Acciaio
	Trasformatore, hardware interno e accessori	Zinco e altri metalli
	Trasformatore	Oli minerali e altri liquidi
Fondazione galleggiante	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
Cime d'ormeggio e sistema di ancoraggio	Linea di ormeggio	Acciaio senza borchie con filo sintetico
	Pali di aspirazione	Pali in acciaio
	Pesi	Acciaio
Cavi di alimentazione	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): <ul style="list-style-type: none"> <li>- Materassi in cemento</li> <li>- Gusci in ghisa</li> <li>- Borse da roccia</li> </ul>	Calcestruzzo Ghisa Rocce
--	---	--------------------------------

**Tabella 10-3: 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.

### 10.16 Indicazione della tempistica

Il periodo che precede l'effettiva esecuzione della dismissione, 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 dismissione della OWF. Poiché la strategia di dismissione 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 dismissione dipende da diversi fattori:

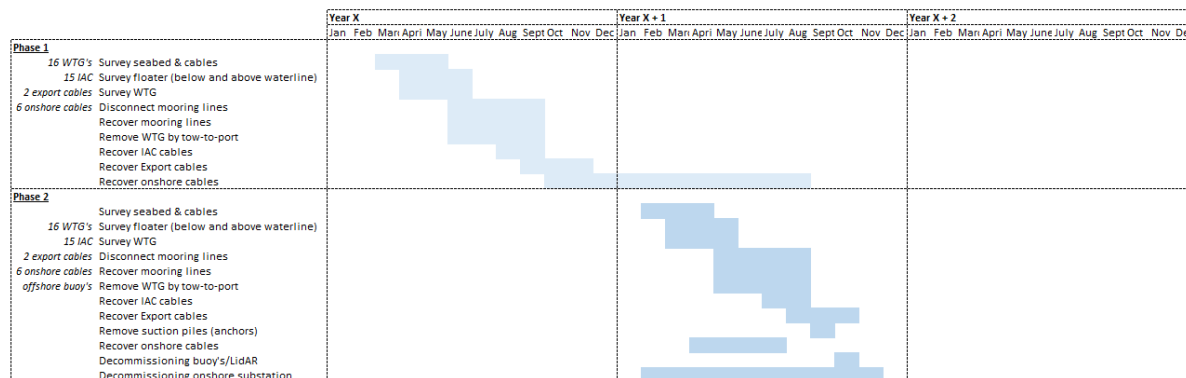
- Tipi di attività da dismettere
- Quali sono gli asset e il numero di asset da dismettere?
- Stato delle attività
- (Dismissione) capacità e caratteristiche delle navi
- Distanza dal porto
- Capacità del porto
- Tempo di inattività per le condizioni atmosferiche
- Sequenza delle opere

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 dismissione 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 10-3 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 dismissione 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 10-3: Esempio di attività di dismissione offshore con suddivisione in due fasi per la Sardegna.**

### 10.17 Rischi e mitigazioni

La dismissione simultanea di più parchi eolici offshore può presentare diversi rischi e sfide. Alcuni dei rischi principali associati a questo approccio sono evidenziati nella Tabella 10-4.

Titolo del Rischio	Rischio e Conseguenze	Mitigazioni
Sfide logistiche	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.	Piano di dismissione approfondito e complesso per garantire che tutte le sfide/eventualità logistiche siano prese in considerazione. Impegno tempestivo con i subappaltatori. Impegno tempestivo con le compagnie navali.
Costo	I progetti di smantellamento possono essere complessi e costosi, e i problemi imprevisti possono causare uno sfioramento del budget.	Piano di dismissione approfondito e complesso per garantire che tutte le sfide logistiche/eventualità siano prese in considerazione. Inclusione di contingenze per coprire piccoli superamenti del budget.
HSE	I rischi HSE 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. L'ambiente marino difficile pone delle sfide ai lavori offshore, soprattutto nelle acque più profonde. Sebbene non siano ancora stati sviluppati standard HSE specifici per il decommissioning dell'eolico offshore per l'Italia. È fondamentale attenersi ai vari standard di sicurezza, ai codici e alle regole di classificazione sviluppati nell'industria del decommissioning O&G e seguire ogni nuovo sviluppo degli standard HSE nel decommissioning dell'eolico offshore.	Includere la dismissione nel processo di gestione del rischio. Valutare l'OWF come da piano O&M per identificare lo stato degli elementi dell'OWF. Valuta i rischi prima delle operazioni pianificate.
Regolamenti	La mancanza di regolamenti e linee guida definite per 30 anni nel futuro è causa di incertezza. Ritardi normativi e di autorizzazione, al di sotto della stima dei tempi necessari per predisporre le informazioni obbligatorie al fine di richiedere applicazioni/permessi per l'offshore marino	Aggiornamento regolare del piano di dismissione ogni 5 anni



Incertezze tecnologiche	Le attività di dismissione richiedono attrezzature e competenze specializzate. Se si intraprendono più attività di dismissione contemporaneamente, questo personale e queste attrezzature specializzate potrebbero avere problemi di catena di approvvigionamento.	Aggiornare regolarmente il piano di dismissione ogni 5 anni. Impegno tempestivo con i fornitori di attrezzature specialistiche, sviluppo di piani di emergenza, se del caso.
Smaltimento del materiale	Il corretto smaltimento dei materiali dismessi può essere difficile a causa delle dimensioni e del peso dei componenti.	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.
Incertezza del valore di recupero	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'incertezza sul valore di recupero dei materiali smantellati (acciaio, rame, alluminio) può influire sul rapporto costo-efficacia complessivo del processo di smantellamento.</li> </ul>	Aggiornare regolarmente il piano di dismissione ogni 5 anni. Aggiornare regolarmente la stima dei costi di dismissione per garantire che i benefici derivanti dai rimborsi siano accuratamente rilevati.
Impatto ambientale	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pericolo di esposizione di materiali tossici nell'ambiente (fuoriuscite).</li> <li>Non tutte le parti dell'OWF 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 offshore potrebbe comportare la perdita di posti di lavoro, la riduzione dell'attività economica e la riduzione della frequenza di manutenzione delle infrastrutture locali, come porti, strade e strutture di stoccaggio.</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 della nave	<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	<p>Esistono diversi rischi potenziali associati alla disponibilità dei porti che possono avere un impatto sul processo di dismissione:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Capacità limitata: i porti possono avere spazio limitato, capacità portante insufficiente, ormeggi e infrastrutture per accogliere le navi, le attrezzature e i materiali necessari per le attività di dismissione. Ciò può comportare costi di miglioramento significativi, congestione, inefficienze e ritardi.</li> <li>Concorrenza per lo spazio: altri progetti offshore, 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> </ul>	Impegno tempestivo con le autorità portuali. Valutare ulteriormente le capacità portuali italiane a livello più dettagliato.

	<ul style="list-style-type: none"> <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 dismissione 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 dismissione.</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 i costi e 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, il che potrebbe comportare ritardi se il processo di autorizzazione è lungo o incontra ostacoli.</li> <li>• Limiti infrastrutturali: infrastrutture portuali obsolete o inadeguate potrebbero non essere in grado di gestire le dimensioni, il peso o i requisiti specialistici dei componenti eolici offshore dismessi.</li> </ul>	
--	---	--

**Tabella 10-4: Rischi della dismissione.**

Per mitigare questi rischi, sono essenziali un'attenta pianificazione, il rispetto delle normative, le valutazioni ambientali e il coinvolgimento delle parti interessate.

La campagna di smantellamento sarà 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 dismissione durante la vita del parco eolico ogni cinque anni (a partire dalla Data di Operatività Commerciale) contribuirebbe inoltre a mitigare i rischi e le 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 dismissione.

Affrontando in modo proattivo questi rischi potenziali 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 ai rischi, occorre considerare anche le opportunità di miglioramento del processo di smantellamento.

Attualmente il mercato non è sviluppato, ma al momento dello smantellamento della OR Sardegna 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 delle navi e delle infrastrutture del mercato.

## 10.18 Sinergie con altri progetti eolici offshore (OWF)

La dismissione di più parchi eolici offshore contemporaneamente, nella stessa giurisdizione, può presentare diversi rischi e sfide.

Allo stesso tempo, ci sono anche alcune importanti sinergie da considerare in questa situazione, che possono portare a risparmi sui costi, a una maggiore efficienza e a una riduzione dell'impatto ambientale, come mostrato in Tabella 10-5.

Sinergie di dismissione	
Logistica condivisa	Lo smantellamento di più parchi eolici offre la possibilità di condividere la logistica, come il trasporto via nave, la condivisione delle attrezzature e l'impiego del personale. In questo modo si riducono i costi complessivi di trasporto e si ottimizza l'utilizzo delle risorse. Migliore utilizzo della logistica degli equipaggi e delle navi condivise tra più siti.
Approvvigionamento in blocco	L'acquisto in blocco di attrezzature e materiali per la dismissione può offrire l'opportunità di negoziare i costi con i fornitori.
Approccio basato sulle lezioni apprese	I team di progetto possono condividere le loro conoscenze e le esperienze derivanti dalle lezioni apprese, consentendo una risoluzione dei problemi e uno scambio di conoscenze più efficienti.
Permessi e approvazioni consolidati	La dismissione di più siti contemporaneamente potrebbe potenzialmente snellire il processo delle procedure amministrative.
Utilizzo dell'infrastruttura offshore	L'uso condiviso delle infrastrutture offshore esistenti, come porti e aree di sosta, può ridurre la necessità di ulteriori costruzioni e minimizzare l'impatto ambientale della creazione di nuove strutture.
Gestione e riciclaggio dei rifiuti	La combinazione di progetti di smantellamento consente di ottimizzare la pianificazione del processo di gestione e riciclaggio dei rifiuti, con conseguente aumento delle percentuali di materiali riciclati e riduzione dei costi di smaltimento.
Ricerca e sviluppo	La conduzione di più progetti di dismissione può offrire opportunità di ricerca e sviluppo che portano a tecnologie e metodologie innovative per i futuri lavori di dismissione.

**Tabella 10-5: Sinergie di dismissione.**

Tuttavia, queste potenziali sinergie potrebbero essere limitate nella pratica, principalmente a causa della disponibilità all'interno della catena di approvvigionamento delle navi e della capacità portuale necessarie.

Le sinergie offrirebbero vantaggi anche al proprietario di un parco eolico che ha un portfolio di siti sparsi e un programma in cui ogni OWF ha un proprio periodo di dismissione. Ogni OWF dismesso offrirà i propri insegnamenti che potranno essere adottati dal successivo OWF nel portfolio del proprietario.