



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**  
CENTRO NAZIONALE PER LO STUDIO E LA GESTIONE 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 Tecnica

SCALA

CODICE ELABORATO

OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-03

TAVOLA

FORMATO

N. FOGLI

REV

00

FASE

PFTE

# R.03.00

## 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 TECNICA**

## 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	03	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>4</b>
1.1 DESCRIZIONE SOMMARIA DEL PROGETTO .....	5
1.2 LA SOCIETÀ PROPONENTE .....	9
1.2.1 Acciona Energia.....	9
1.2.2 ACCIONA Energia Global Italia S.r.l.....	12
<b>2. IL PARCO EOLICO ED IL SUO FUNZIONAMENTO .....</b>	<b>14</b>
2.1 SINTESI DATI GENERALI DEL PARCO EOLICO .....	14
2.2 AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE.....	15
2.3 SPECIFICHE TECNICHE DELLE STRUTTURE GALLEGGIANTI .....	17
2.3.1 Opere costituenti ostacolo alla navigazione aerea .....	17
2.3.2 Fondazioni galleggianti .....	18
2.3.3 Sistemi di ormeggio .....	20
2.3.4 Sistemi di ancoraggio .....	21
2.4 CAVI MARINI.....	22
2.4.1 Cavi di interconnessione tra aerogeneratori - Inter-array .....	22
2.4.2 Cavi di esportazione .....	24
2.5 ELEMENTI ONSHORE.....	25
2.5.1 Aree di cantiere funzionali alle operazioni onshore .....	26
2.5.2 Buca giunti terra-mare .....	27
2.5.3 Realizzazione della buca giunti terra/mare.....	29
2.5.4 Elettrodoto Terrestre (onshore) .....	32
2.5.5 Posa dei cavi terrestri .....	34
2.5.6 Caratteristiche delle sezioni di posa .....	36
2.5.7 Posa dei cavi con tecnologia TOC.....	38
2.5.8 Posa dei cavi sopra/sotto le opere di canalizzazione esistenti.....	39
2.5.9 Posa dei cavi mediante scavo in subalveo.....	41
2.5.10 Esecuzione delle giunzioni elettrodoto onshore .....	42
2.6 SOTTOSTAZIONI A TERRA (TRASFORMAZIONE E CONNESSIONE).....	45
2.6.1 Specifiche tecniche e standard.....	45
2.6.1.1 Codice Pratica: 202200563 .....	45
2.6.2 Stazione elettrica di trasformazione .....	46
2.6.2.1 Area di impianto – Stazione di Trasformazione .....	46
2.6.2.2 Motivazioni di realizzazione .....	46
2.6.2.3 Schema e Criteri Generali di Progetto .....	47
2.6.3 Stazione elettrica di connessione .....	47
2.6.3.1 Area di impianto – Stazione di Connessione .....	47
2.7 LAYOUT GENERALE STAZIONI ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE E DI CONNESSIONE.....	49
2.7.1 Messa a terra .....	49
2.7.2 Illuminazione .....	50
2.8 INSTALLAZIONE .....	50
2.8.1 Opere preparatorie .....	50
2.9 OPERE CIVILI .....	51
2.9.1 Lavori di preparazione .....	51
2.9.2 Strade di accesso .....	51
2.9.3 Manufatti .....	52
2.9.4 Fondazioni .....	52
2.9.5 Drenaggio - Contenimento dell'olio.....	53
2.9.6 Piano di drenaggio .....	53
2.9.7 Passaggio dei cavi .....	54
2.9.8 Sicurezza del sito – Recinzioni .....	54
2.9.9 Protezione antincendio .....	55
2.9.10 Lavori elettrici.....	55

2.10	OPERAZIONI E MANUTENZIONE .....	57
2.11	DISMISSIONE.....	57
2.12	CONSIDERAZIONI GENERALI .....	57
2.13	SICUREZZA DELLE OPERE A MARE .....	58
2.13.1	Contesto geografico – confini area di studio .....	58
2.13.2	Batimetria.....	58
2.13.3	Rischi di navigazione .....	59
<b>3.</b>	<b>ANALISI AMBIENTE DI PROGETTO.....</b>	<b>61</b>
3.1	PRODUCIBILITÀ ENERGETICA.....	61
3.1.1	Contesto.....	61
3.1.2	Obiettivi .....	61
3.1.3	Metodologia .....	62
3.1.4	Risultati analisi di producibilità .....	62
3.2	STUDIO OCEANOGRAFICO E METEOMARINO .....	63
3.2.1	Analisi dei valori estremi (EVA) .....	65
3.2.2	Condizioni attuali .....	66
3.2.3	Criteri operativi – Vento .....	66
3.2.4	Criteri Operativi - Livelli dell'Acqua .....	67
3.2.5	Condizioni estreme .....	67
3.2.6	Parametri atmosferici .....	67
3.2.7	Risultati .....	69
<b>4.</b>	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>71</b>

## 1. Generalità

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

Nella prima fase preliminare, **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 galleggianti 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 attraverso la prima analisi della risorsa eolica, sono state ulteriormente approfondite attraverso l'analisi 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.



Figura 1-1: Immagine impianto eolico galleggiante 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 galleggianti;
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 galleggiante 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 galleggiante **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 galleggianti ancorate al fondale, ciascuno con potenza nominale di 15 MW, per una potenza complessiva dell'impianto di 480 MW.

Gli aerogeneratori saranno collegati tra loro da elettrodotti dinamici marini (c.d. *inter-array* o IAC) in AT 132 kV. 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).

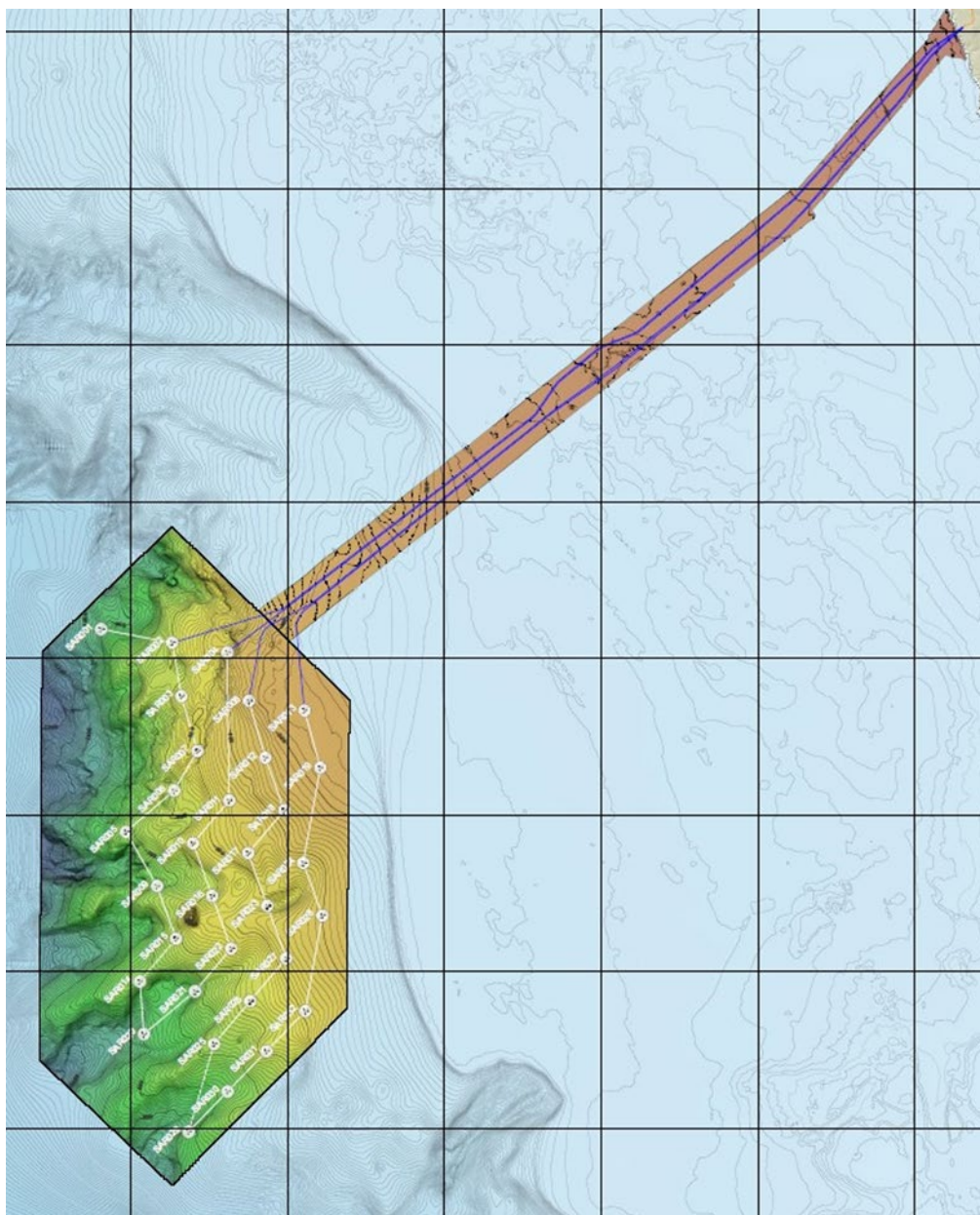
L'energia prodotta dagli aerogeneratori flottanti sarà immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale, in corrispondenza di un futuro ampliamento dell'attuale SE di Terna a 380 kV ubicata nel territorio del Comune di Ittiri (SS) in Contrada Sa Tanca De Pittigheddu, per come previsto dalla Soluzione Tecnica 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 elettrodotti interrati, percorrendo le strade esistenti, raggiungeranno una prima Stazione Elettrica di Trasformazione ed elevazione della tensione da 132 a 380 kV di nuova realizzazione, ubicata a sud-ovest del Comune di Alghero in Contrada S. Lussorio.

Da questa Stazione Elettrica, utile anche ad ottimizzare la funzionalità dell'impianto, usciranno due soli elettrodotti interrati, alla tensione di 380 kV, che, percorrendo sempre le strade esistenti, con un itinerario complessivo di circa 36 km, raggiungeranno la nuova Stazione Elettrica di Connessione alla RTN. Questa si prevede di realizzarla nel territorio comunale di Bessude (SS) in Contrada Su Pianu, 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.



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



**Figura 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:

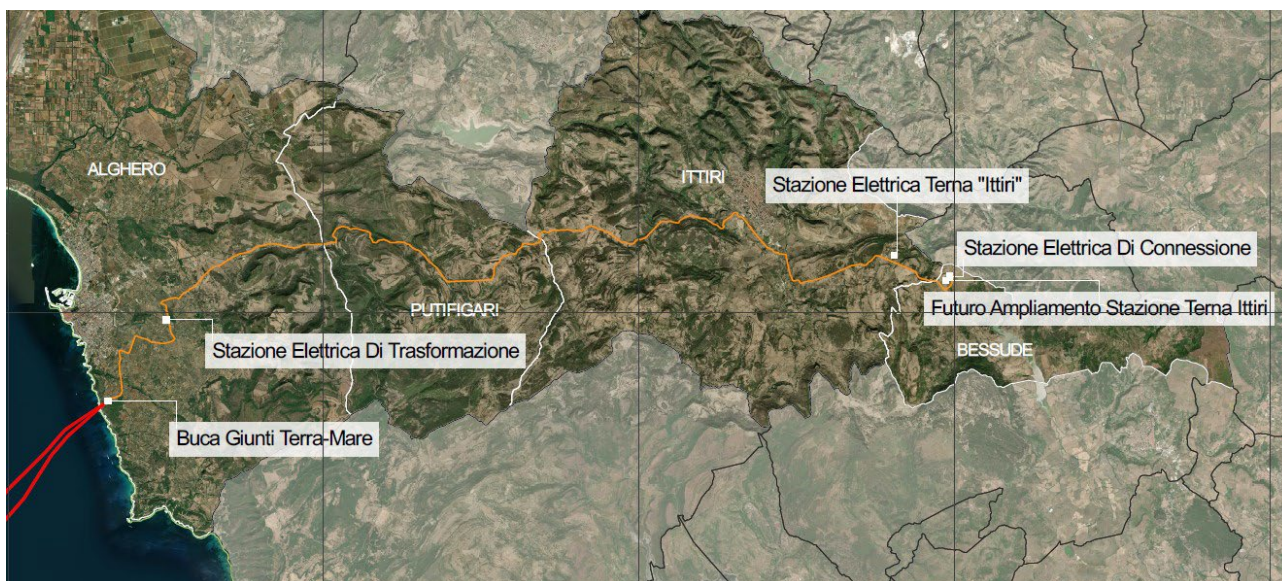
- Nell'area di mare della Piattaforma Continentale Italiana, all'esterno delle 12 miglia nautiche dalla costa ed entro le 200, è prevista l'installazione delle torri eoliche con relative fondazioni galleggianti e sistemi di ancoraggio ed il posizionamento dei cavi marini in AT di collegamento *inter-array* (IAC);
- Nella fascia di mare territoriale, entro le 12 miglia marine dalla cosiddetta linea di base, è invece prevista la posa dell'elettrodotto marino AT con estensione sino alla terraferma;



- Sulla parte del territorio regionale Sardo, si sviluppano invece tutte le infrastrutture *onshore* necessarie alla connessione dell'impianto alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), tra cui:
  - Realizzazione della TJB (Buca giunti terra-mare), nel Comune di Alghero in C.da P.ta Argentiera;
  - Realizzazione della Stazione di Trasformazione 132/380 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 elettrodotti interrati ed opere accessorie necessarie alla distribuzione dell'energia elettrica prodotta.

Si precisa che il progetto del futuro ampliamento delle 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 1-1: 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 Galleggiante 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)

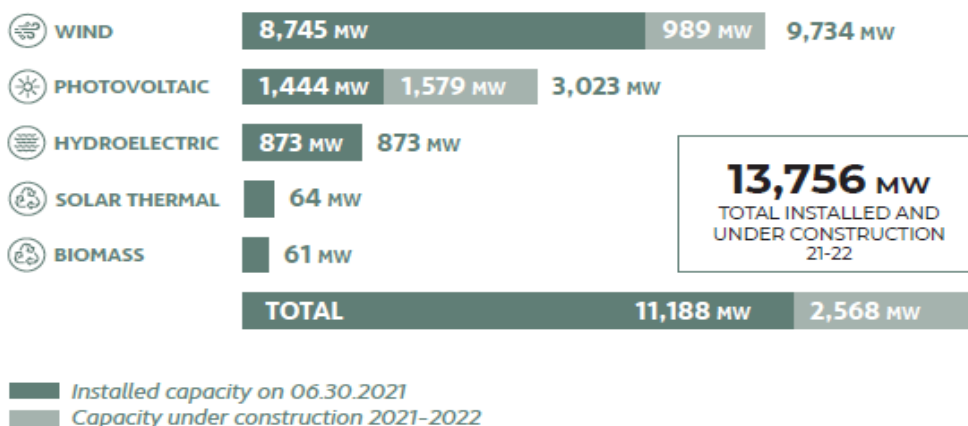


Figura 1-5: Tabella riepilogativa degli impianti installati ed in corso di costruzione da parte di Acciona.

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.

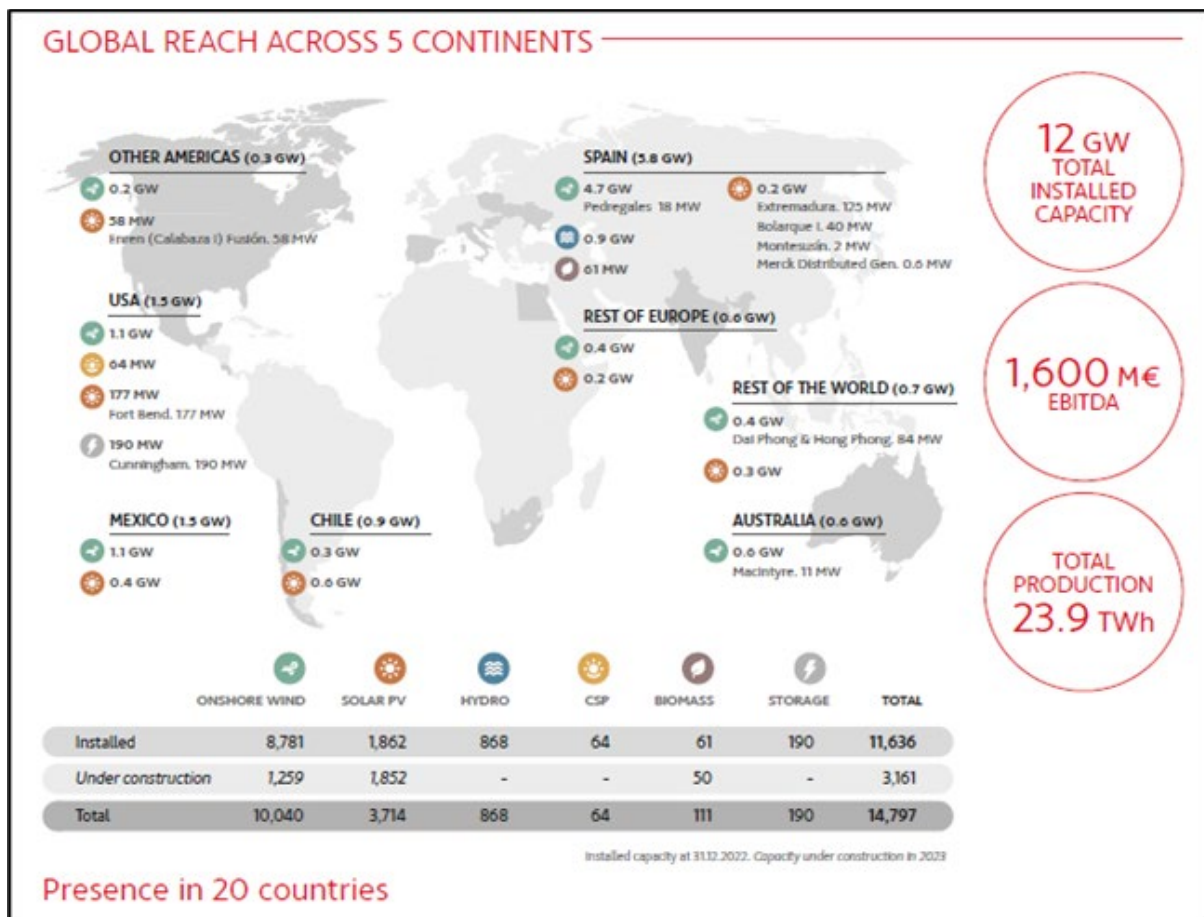


Figura 1-6 Acciona Energia nel mondo.

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

In Italia oltre alla società Parco Eolico Galleggiante 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 Galleggiante 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. Il Parco Eolico ed il suo funzionamento

Rispetto alla componente principale di impianto che riguarda l'installazione in mare di 32 turbine eoliche, il progetto prevede una serie di cavi di interconnessione tra le stesse, nonché un elettrodotto di trasmissione dell'energia elettrica marino, per poter smistare questa verso la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). A valle della parte offshore vi è, anche, tutta una sezione onshore, costituita da

- 1) TJB: Buca giunti di transizione tra elettrodotti marini e terrestri;
- 2) Stazione Elettrica di Trasformazione (Agro del Comune di Alghero);
- 3) Stazione Elettrica di Connessione alla RTN (Agro del Comune di Bessude);
- 4) Elettrodotti terrestri di connessione tra le varie componenti di impianto.

A seguito di una serie di valutazioni tecnico-economiche, ed anche considerando tempi e modi di realizzazione di un progetto di questo tipo lo schema di connessione che è stato ritenuto più adeguato alle necessità di funzionamento e stabilità del sistema Impianto Offshore – RTN è quello rappresentato in Figura 2-1.

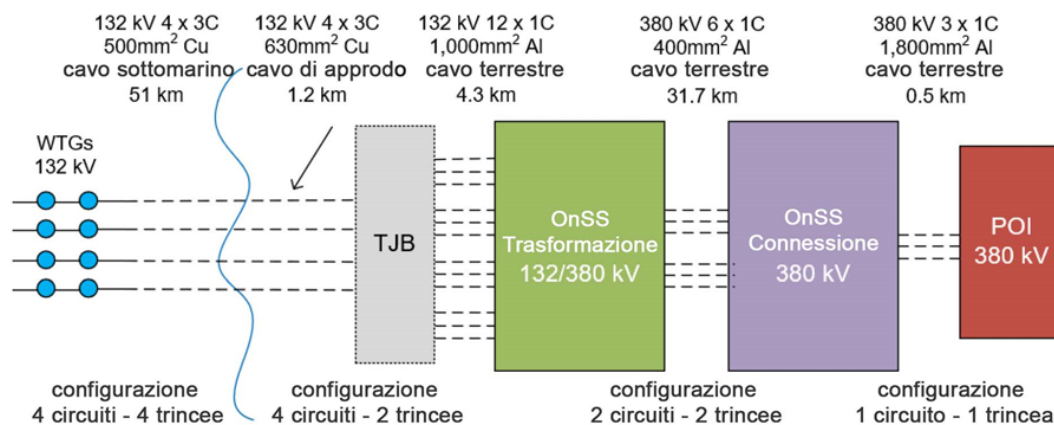


Figura 2-1: Schema di connessione del parco eolico galleggiante Mistral.

### 2.1 Sintesi dati generali del parco eolico

Articolo	Quantità	Parametri chiave
Unità WTG	32	Unità con capacità da 15 Megawatt (MW) 200 m Altezza del mozzo 310 m di diametro del rotore Potenziale per unità più grandi in attesa del mercato.
Fondazioni galleggianti WTG	32	Scafo semisommersibile galleggiante a 3 colonne. Parametri definiti tramite scalatura lineare da Voltorn-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: 4600 tonnellate Sistema di ormeggio: Sistema semi-tauto

Cavi Array	30	Cavi di interconnessione HV tra i diversi gruppi di turbine eoliche e la sottostazione offshore: 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 1000 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 di Trasformazione offshore	0	Non è prevista alcuna OSS (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
Cavo 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 di Trasformazione e Connessione onshore	1+1	Una sottostazione di Trasformazione posta nel comune di Alghero che avrà lo scopo di elevare la tensione da 132kV a 380kV e ridurre il numero di circuiti da 4 a 2 cavidotti onshore.  Una sottostazione di Connessione posta nel comune di Bessude che avrà lo scopo di collegare l'impianto alla RTN per il tramite del futuro ampliamento della SE 380kV Terna di Ittiri  In linea generale le due stazioni saranno dotate di : Trasformatori di potenza principali del sistema HVAC: - Fino a due unità, tensione nominale di esercizio massima di 380 kV Quadro elettrico: 380 kV AIS o GIS x 6 132 kV AIS o GIS x 12 Cavi: 380 kV a circuito singolo 132 kV quattro circuiti 36 kV due circuiti

**Tabella 2-1: Schema sintetico parco eolico galleggiante Mistral.**

## 2.2 Aerogeneratori e caratteristiche

Il Progetto Mistral prevede l'impiego di aerogeneratori di potenza nominale pari a 15 MW. Le coordinate degli aerogeneratori sono riportate in Tabella 2-2, mentre la disposizione degli aerogeneratori è mostrata in Figura 2-2.

Codice Aerogeneratore	Coord-X EPSG: 32632	Coord-Y EPSG: 32632
SAR001	404652	4460316
SAR002	407826	4459719
SAR003	408238	4457320
SAR004	410287	4459278
SAR005	405759	4451266
SAR006	407913	4453105
SAR007	408957	4454874
SAR008	411254	4457116
SAR009	407150	4448843
SAR010	408762	4450754

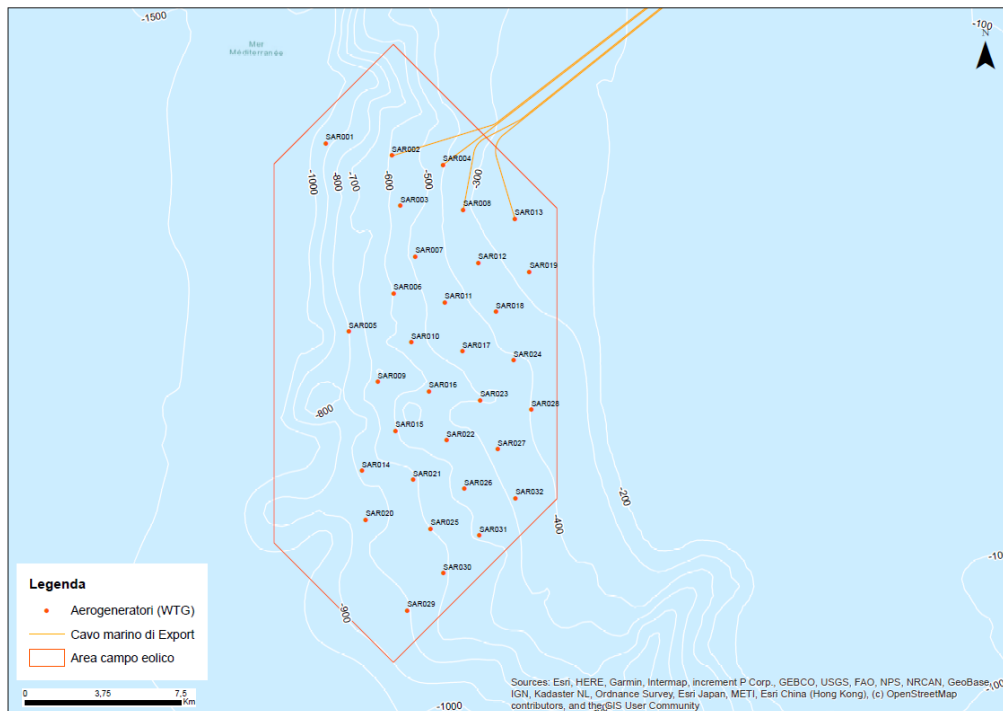


SAR011	410373	4452665
SAR012	411985	4454576
SAR013	413739	4456688
SAR014	406387	4444580
SAR015	407999	4446491
SAR016	409611	4448402
SAR017	411223	4450313
SAR018	412834	4452224
SAR019	414446	4454136
SAR020	406564	4442228
SAR021	408848	4444140
SAR022	410460	4446051
SAR023	412072	4447962
SAR024	413683	4449873
SAR025	409697	4441789
SAR026	411309	4443700
SAR027	412921	4445611
SAR028	414533	4447522
SAR029	408561	4437869
SAR030	410300	4439665
SAR031	412039	4441462
SAR032	413777	4443258

**Tabella 2-2: Coordinate degli aerogeneratori.**

Parametro	Unità	Valore
Diametro del rotore	m	310
Altezza dell'Hub	m	200
Lunghezza delle pale	m	151
Area del rotore	m <sup>2</sup>	75.476,8
Massa delle pale	t	65
Massa della navicella	t	950
Massa del RNA (Rotor Nacelle Assembly)	t	1.145
Lunghezza della torre	m	177,7
Massa della torre stimata	t	1.760
Massa totale dell'aerogeneratore	t	2.905

**Tabella 2-3: Principali specifiche tecniche degli aerogeneratori utilizzate per la modellazione della fondazione galleggiante, linee di ormeggio e cavi inter-array.**



**Figura 2-2: Dettaglio del layout degli aerogeneratori (WTG).**

Si riportano, nella Tabella 2-4, le principali specifiche tecniche della turbina selezionata.

## 2.3 Specifiche tecniche delle strutture galleggianti

### 2.3.1 Opere costituenti ostacolo alla navigazione aerea

Per evitare ostacoli alla navigazione aerea, ogni aerogeneratore sarà dotato di luci di segnalazione conformi alle normative dell'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC).

Per aerogeneratori sopra i 45 metri sul livello del mare, sono richieste segnalazioni cromatiche e luminose. Inoltre, una circolare dello Stato Maggiore di Difesa impone una verniciatura bianca e arancione/rossa sul terzo superiore dell'ostacolo.

Di conseguenza, le turbine del Progetto saranno bianche per la visibilità diurna, con pale verniciate a bande bianche e rosse per una migliore segnalazione.



Figura 2-3: Esempio aerogeneratori visibilità diurna con bande rosse e bianche.

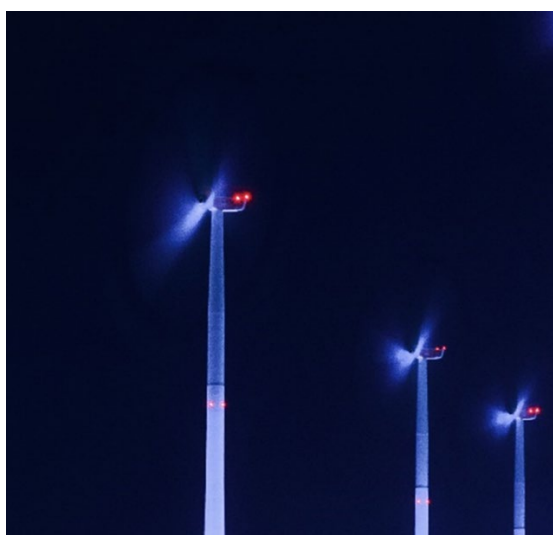


Figura 2-4: Esempio aerogeneratori visibilità notturna segnalatori luminosi.

### 2.3.2 Fondazioni galleggianti

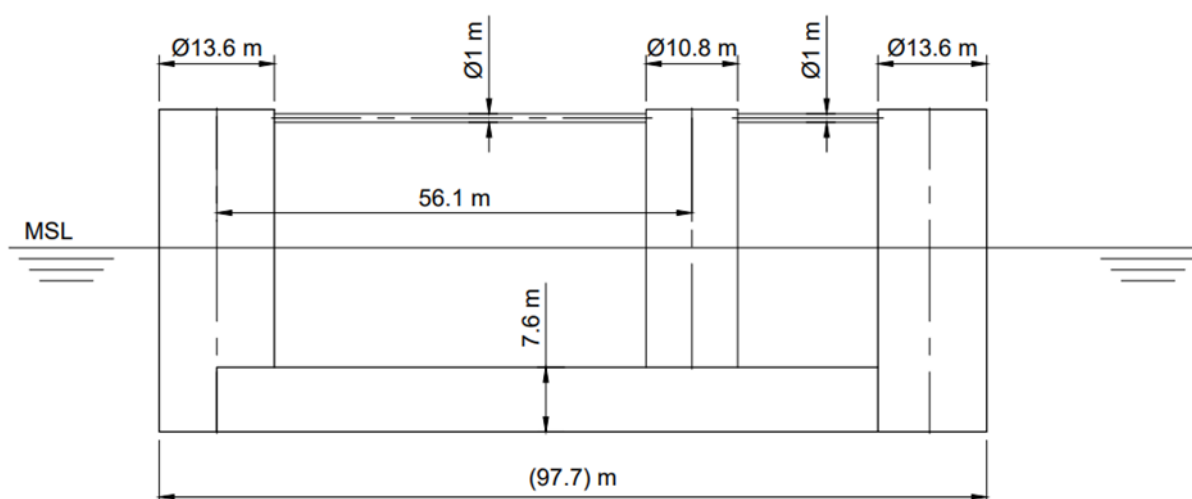
Il processo per identificare le fondazioni galleggianti si basava su un vasto insieme di indicatori chiave di prestazione, permettendo una valutazione dettagliata dei rischi e dei benefici associati a diverse tipologie di fondazioni disponibili sul mercato. Dopo l'analisi, è stata scelta una fondazione galleggiante in acciaio semisommersibile denominata "VolturnUS-S", già impiegata con successo per turbine da 15 MW.

Questa fondazione è caratterizzata da 3 colonne esterne e una colonna centrale che ospita la turbina eolica, collegate tramite pontoni e tralici. Per garantire la verticalità della struttura, sarà installato un elemento di transizione sulla sommità della sottostruttura, facilitando anche l'installazione corretta della turbina. I parametri specifici della fondazione sono elencati nella tabella sottostante.

Parametri	Unità	Valore
Pescaggio della piattaforma	m	21,7
Elevazione della colonna principale sul livello medio del mare	m	16,3
Distanza tra le colonne di offset	m	56,1
Lunghezza delle colonne	m	37,9
Diametro delle colonne di offset	m	13,6
Diametro della colonna principale	m	10,8
Altezza del pontone	m	7,6
Diametro delle barre orizzontali	m	1,0
Dimensione esterna	m	97,7

**Tabella 2-4: Specifiche tecniche della fondazione galleggiante per la turbina da 15 MW selezionata.**

Nella successiva Figura 2-5 è mostrato il prospetto della fondazione selezionata, mentre in Figura 2-6 è presentato il prospetto dell'insieme fondazione-turbina.



**Figura 2-5: Prospetto della fondazione galleggiante<sup>1</sup>.**

<sup>1</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-53B

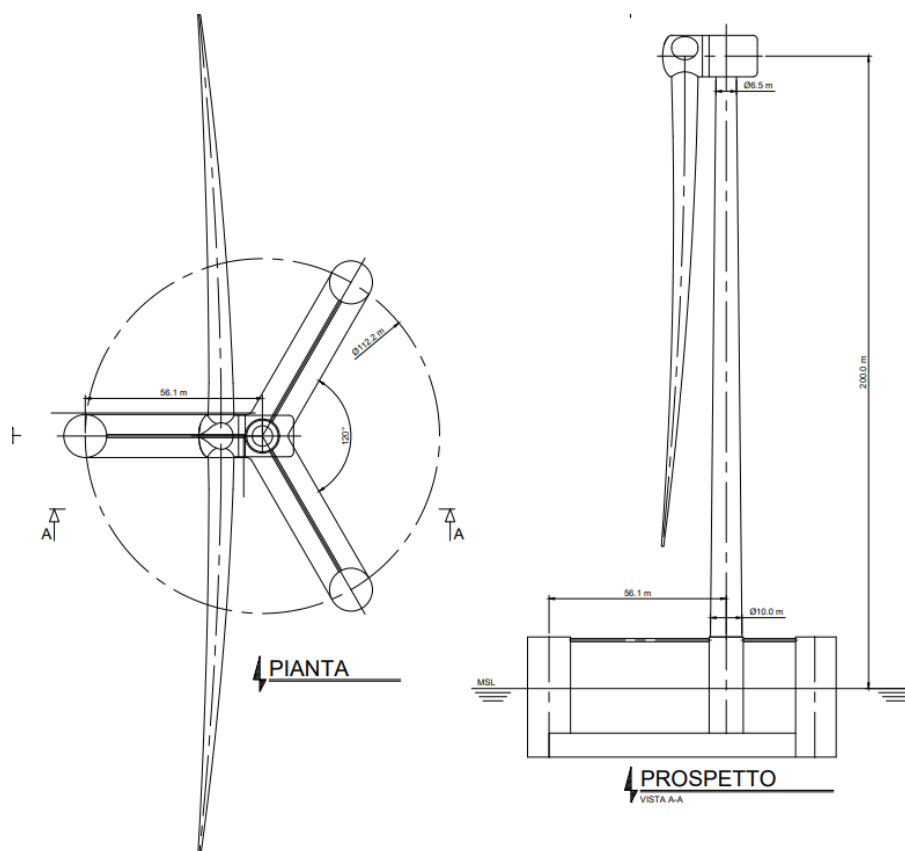


Figura 2-6: Prospetto dell'insieme fondazione-turbina<sup>2</sup>.

Per quanto riguarda la protezione della struttura alla corrosione ed al *fouling* (crescita biologica marina), si fa presente che le fondazioni galleggianti saranno progettate per resistere allo sviluppo di *biofouling*, i cui livelli di crescita saranno tuttavia attentamente monitorati al fine di assicurare il soddisfacimento delle tolleranze di progettazione. In caso di superamento di tali soglie, la rimozione del *biofouling* in eccesso sarà effettuata mediante lavaggio a pressione o metodi equivalenti.

### 2.3.3 Sistemi di ormeggio

In relazione ai sistemi di ormeggio, la scelta della tecnologia più appropriata dipende da una serie di fattori specifici al progetto e al sito, tra cui il tipo di galleggiante e le condizioni ambientali, i limiti di escursione, la profondità dell'acqua, lo sviluppo di fouling, la risposta alla fatica e ai carichi massimi, e il carico all'ancora. Esistono tre principali configurazioni di ormeggio: catenaria, semi-tesa e tendine/TLP.

Il sistema di ormeggio a catenaria prevede l'uso di catene liberamente sospese in acqua per collegare la struttura galleggiante all'ancoraggio sul fondale marino. La stabilità è garantita dal peso proprio della catenaria che, in posizione di equilibrio, sostiene la struttura galleggiante e riporta il sistema in posizione corretta in caso di sollecitazioni ambientali.

Il sistema semi-teso combina linee tese e catenarie, riducendo la lunghezza complessiva del cavo di ancoraggio sia in acqua che sul fondale. Le forze vengono trasmesse attraverso i cavi tesi alla catenaria poggiata sul fondo marino e all'ancoraggio.

<sup>2</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-53A

Il sistema di ormeggio a tendine/TLP utilizza gambe tubolari in acciaio per limitare gli spostamenti orizzontali e disturbi al fondale marino.

Per il progetto considerato, con un vasto range di profondità marina, sia il sistema a catenaria che quello TLP sono risultati inefficaci. Si è quindi optato per una configurazione intermedia, che consiste in una corda sintetica centrale collegata a catene in acciaio alle estremità. Questo sistema è progettato con due linee di ormeggio per ogni cluster, per massimizzare la stabilità in caso di guasto di una singola linea.

L'utilizzo di corde sintetiche mira a ridurre l'impatto del peso sull'ormeggio, mentre le catene conferiscono rigidità e protezione alla parte sintetica. Questa configurazione intermedia riduce il sollevamento verticale dell'ancora rispetto a un sistema semi-teso puro e può adattarsi a movimenti verticali e orizzontali. La lunghezza della catena sul fondo marino varia in base alla batimetria dell'area.

### 2.3.4 Sistemi di ancoraggio

Riguardo ai sistemi di ancoraggio nell'ambito offshore, esistono varie tipologie di ancoraggio utilizzabili, la scelta dipende da diversi fattori quali la morfologia del fondale marino, le condizioni locali, il carico e la distanza dalla costa, oltre a considerazioni ambientali e di costo.

Le principali tipologie includono ancore, come quelle presenti nella Figura 2-7, sono state valutate per il Progetto del Parco Eolico Galleggiante Mistral e meglio descritte nel documento OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-15.

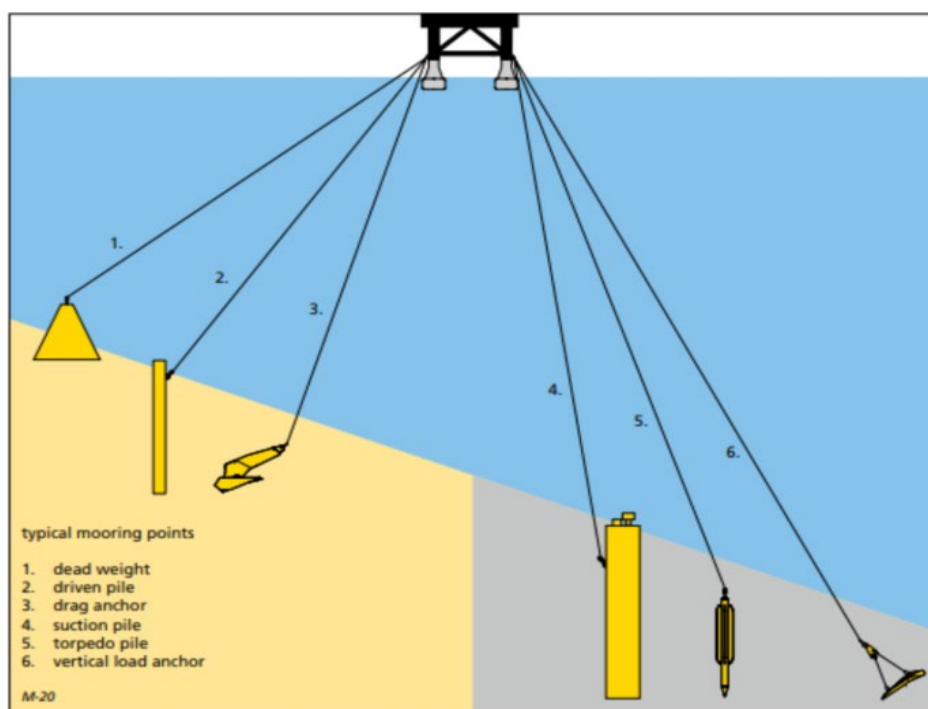


Figura 2-7: Caratterizzazione dei punti di ancoraggio con i fondali marini e le profondità dell'acqua<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Vryhof Anchors B.V., "Vryhof Manual - the guide to anchoring," 2015

Queste ancore, di solito di forma triangolare o simile, vengono calate sul fondale e trascinate fino a una certa profondità, offrendo resistenza orizzontale ma limitata resistenza verticale, quindi adatte a ormeggi a catenaria.

Possono essere utilizzate su vari tipi di fondali, ad eccezione di quelli rocciosi o troppo compatti per la penetrazione. L'installazione richiede attenzione particolare, specialmente su depositi stratificati. Un inconveniente principale è la difficoltà nella pianificazione precisa del posizionamento e della penetrazione, con potenziali distanze di trascinamento considerevoli.

Le dimensioni dell'ancoraggio per il Parco eolico Mistral sono illustrate negli elaborati OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-57D e OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-57F, considerando profondità da 250 m a 1350 m.

## 2.4 Cavi marini

### 2.4.1 Cavi di interconnessione tra aerogeneratori - Inter-array

Nei parchi eolici marini galleggianti, i cavi di collegamento tra gli aerogeneratori rappresentano sistemi dinamici progettati per adattarsi ai movimenti della piattaforma.

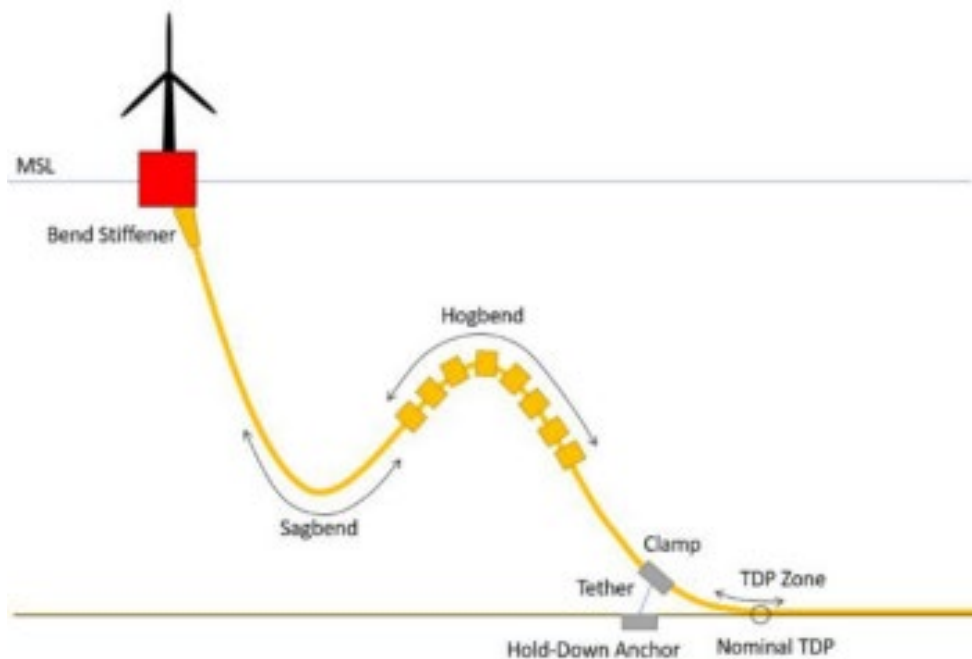
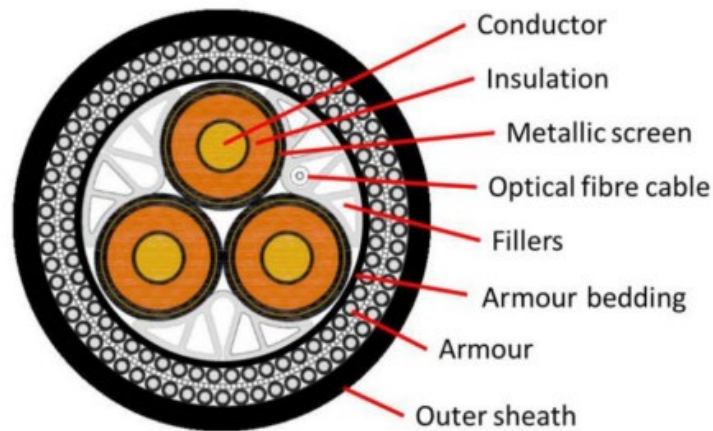


Figura 2-8: Tipologia di ormeggio tethered-wave.

La configurazione scelta per il progetto è la *tethered-wave*, che impiega morsette per limitare i movimenti del cavo intorno al punto di tocco (TDP) sul fondale, risultando ideale per la profondità dell'acqua e la velocità delle correnti.



**Figura 2-9: Tipica sezione di un cavo inter-array.**

Questi cavi sono in corrente alternata (AC) a 3 conduttori, con nucleo di rame isolato e circondato da materiale isolante in polietilene reticolato (XLPE), schermo metallico esterno e una guaina in polietilene, protetta da un'armatura semiconduttiva e filo d'acciaio zincato. Saranno organizzati in 4 stringhe, ciascuna collegante 8 WTG, per un totale di circa 160 km

Nel caso in esame, data la profondità dell'acqua e la velocità delle correnti, la configurazione vincolata al fondo o *"tethered"* risulta quella migliore. Grazie alla presenza di una morsetta in corrispondenza del punto di contatto con il fondale, tale configurazione è infatti in grado di prevenire movimenti trasversali indesiderati della catenaria del cavo dinamico esposto lungo la colonna d'acqua.

Il nucleo conduttore è generalmente costituito da rame, ed isolato longitudinalmente da materiale idrorepellente. Il conduttore è circondato da materiale isolante, generalmente polietilene reticolato (XLPE). Ancora più esternamente si trova uno schermo metallico, costituito da filamenti di rame. Esternamente ai nuclei dei conduttori si trova un cavo in fibra ottica, contenente un numero massimo di 48 fibre.

L'insieme costituito dai cavi conduttori e dalla fibra ottica è ricoperto da un'armatura semiconduttiva in polietilene, a sua volta rinchiusa in un'armatura di filo d'acciaio zincato a sezione circolare. Per ultimo si trova un rivestimento esterno, costituito da polietilene a media (MDPE) o alta densità (HDPE).

Nel caso in esame, i cavi *inter-array* - con voltaggio pari a 132 kV - saranno organizzati in 4 stringhe, ciascuna collegante 8 WTG. È previsto un numero totale di 30 cavi *inter-array*, per un totale di circa 160 km di lunghezza.



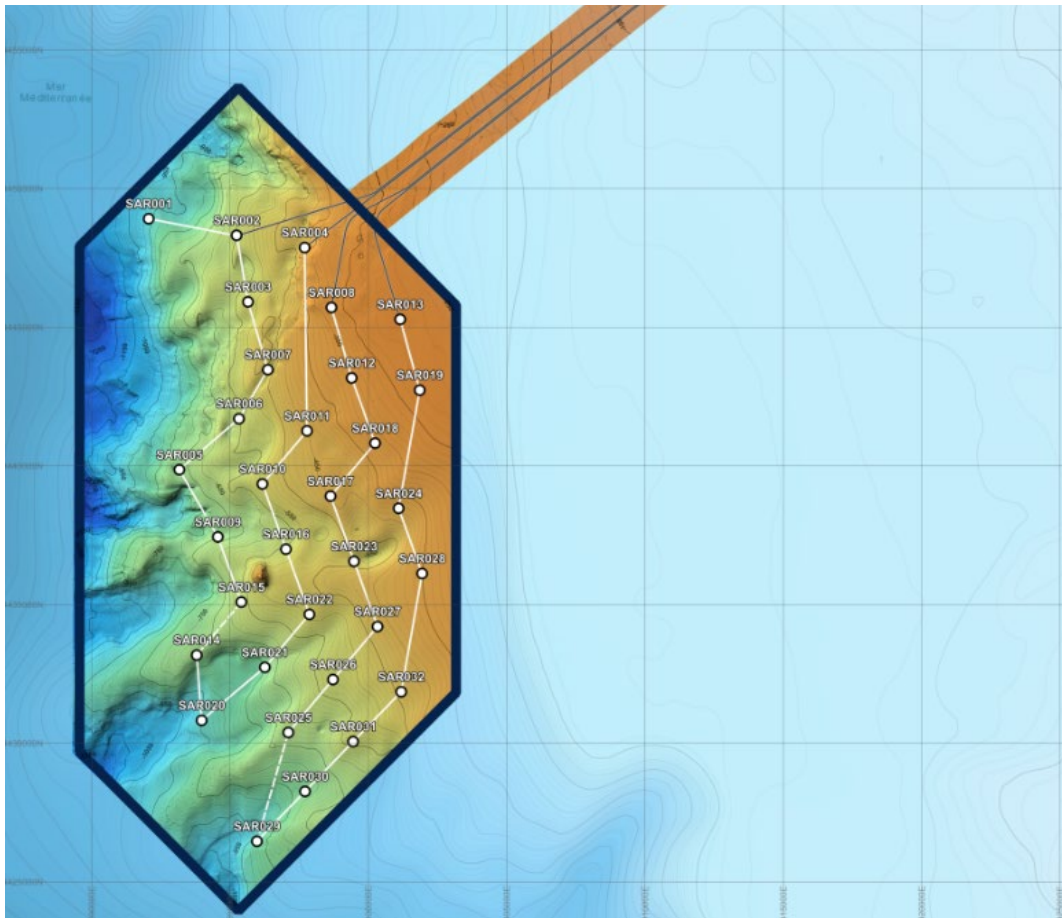


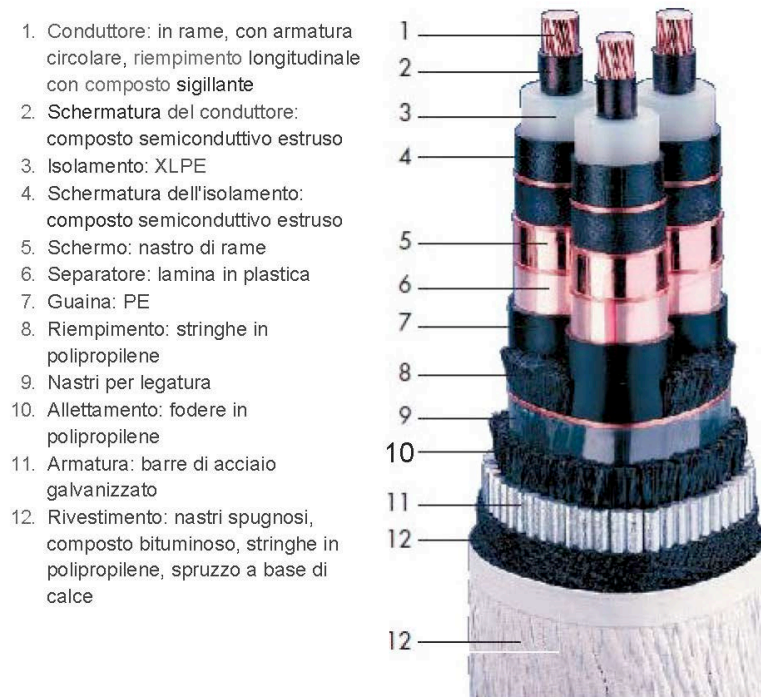
Figura 2-10: Stralcio layout dei cavi inter-array<sup>4</sup>.

### 2.4.2 Cavi di esportazione

Il cavo sottomarino di esportazione si estende dall'area offshore del progetto fino all'area di approdo a terra. In area offshore, il cavo di esportazione si conetterà a 4 WTG principali dai quali partiranno i cavi inter array, ognuno collegante una stringa di 8 WTG. In direzione della terraferma, il cavo di esportazione verrà giuntato con il cavo terrestre all'interno della buca giunti terra-mare in corrispondenza del punto di atterraggio.

È previsto l'impiego di cavi tripolari, realizzati tramite l'unione di tre cavi unipolari. Il fascio di cavi conterrà quindi tre cavi unipolari, un elemento in fibra ottica e materiale di riempimento per gli interstizi. Il fascio è tenuto insieme da un nastro legante, seguito da un'armatura e da uno strato di rivestimento esterno. In Figura 2.14 è mostrata una tipica sezione trasversale di un cavo sottomarino di export tripolare.

<sup>4</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-47



**Figura 2-11: Schema di progettazione di un cavo sottomarino tripolare.**

Dall'area offshore giungeranno a terra 4 circuiti di cavi di export tripolari, alla tensione nominale di 132 kV. Il percorso dei cavi presenta lunghezza massima pari a 51 km. Tale distanza permette l'impegno di cavi a corrente alternata (CA). La trasmissione in Corrente Continua (CC) viene infatti solitamente impiegata per distanze di esportazione superiori a 100 km.

In prossimità dell'area di approdo, l'installazione dei cavi marini verrà realizzata utilizzando metodologie di interro che non prevedono la realizzazione di trincee aperte (come la perforazione teleguidata orizzontale - TOC o HDD - o *microtunneling*). L'installazione dei cavi in tecnologia senza trincea (o *trenchless*) interesserà un tratto di lunghezza massima pari a 1,6 km e profondità massima di sepoltura pari a 20 m.

## 2.5 Elementi onshore

Per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale Terna è prevista la realizzazione di distinti interventi in aerea onshore, schematizzabili come segue:

- la Buca Giunti terra-mare, ubicata nel comune di Alghero (SS), dove i cavi marini si raccordano con i cavi terrestri;
- l'elettrodotto in cavo interrato a 132 kV tra la Buca Giunti terra-mare e la Stazione Elettrica di Trasformazione, ricadente nel comune di Alghero (SS) e lungo circa 4,3 km;
- la Stazione Elettrica di Trasformazione, ubicata nel comune di Alghero (SS), dove avviene un innalzamento del livello di tensione da 132 kV a 380 kV;
- l'elettrodotto in cavo interrato a 380 kV tra la Stazione Elettrica di Trasformazione e la Stazione Elettrica di Connessione, lungo circa 31,7 km, che ricade nel territorio di 4 comuni (Alghero, Putifigari, Ittiri, Bessude) tutti ricompresi nella provincia di Sassari (SS);

- la Stazione Elettrica di Connessione, ubicata nel comune di Bessude (SS), e posta in prossimità del nodo di connessione alla RTN di futura costruzione (Ampliamento della SE Terna Ittiri);
- l'elettrodotto in cavo interrato a 380 kV che collega la Stazione Elettrica di Connessione con il punto di connessione presso la sezione 380kV dell'ampliamento della SE Terna di Ittiri (SS), di futura realizzazione, della lunghezza di circa 0,5 km.

Nella figura sottostante è riportata l'ubicazione delle opere di connessione onshore.

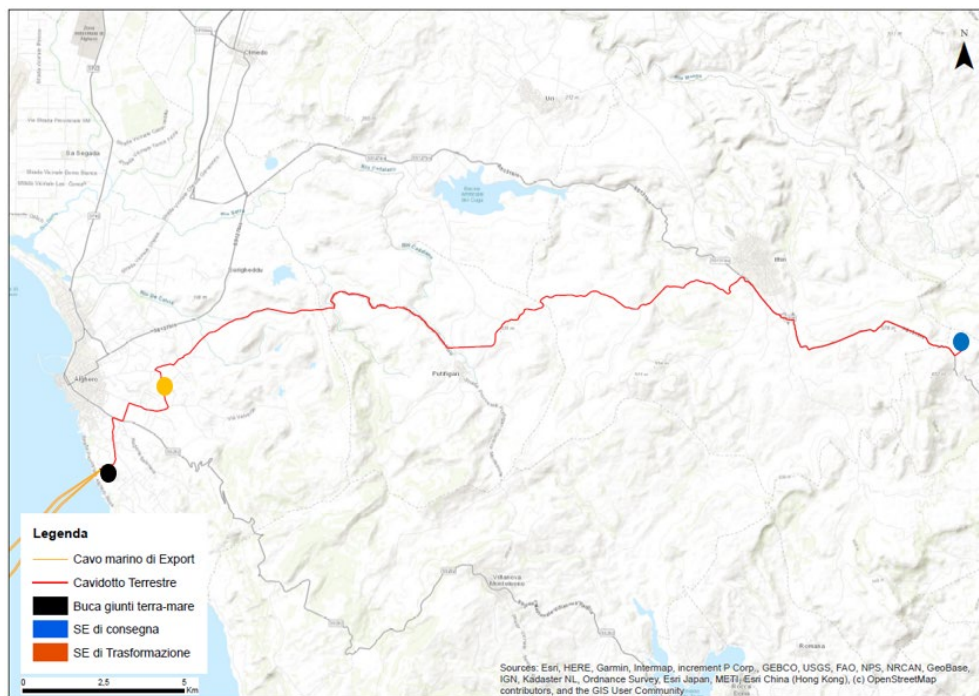


Figura 2-12: Inquadramento delle opere di connessione onshore.

### 2.5.1 Aree di cantiere funzionali alle operazioni onshore

Relativamente alla tratta onshore, è previsto che l'elettrodotto, a partire dalla buca giunti terra-mare (TJB), segua principalmente la rete stradale secondaria esistente, con tratti da realizzarsi con tecnologia TOC per l'attraversamento di Strade Statali o altre infrastrutture o particolari ostacoli lungo il tracciato. I cavi passeranno sotto la carreggiata stradale e attraverseranno porzioni di territorio comunale di diversi comuni appartenenti principalmente all'area della provincia di Sassari.

In considerazione di questo tipo di cantiere, in cui non è praticabile installare una recinzione lungo l'intera tratta della linea, si identifica un "campo base" e diverse aree aggiuntive comunemente denominate "aree di intervento". L'insieme di queste aree costituisce il complesso cantiere dedicato alle attività relative agli elettrodotti.

Il **campo base** rappresenta l'area principale del cantiere dove vengono gestite tutte le attività tecnico-amministrative, i servizi logistici del personale, i depositi per i materiali e le attrezzature, nonché il parcheggio dei veicoli e dei mezzi d'opera. La reale disponibilità delle aree viene verificata in sede di progettazione esecutiva. Le aree centrali individuate risponderanno generalmente alle seguenti caratteristiche:

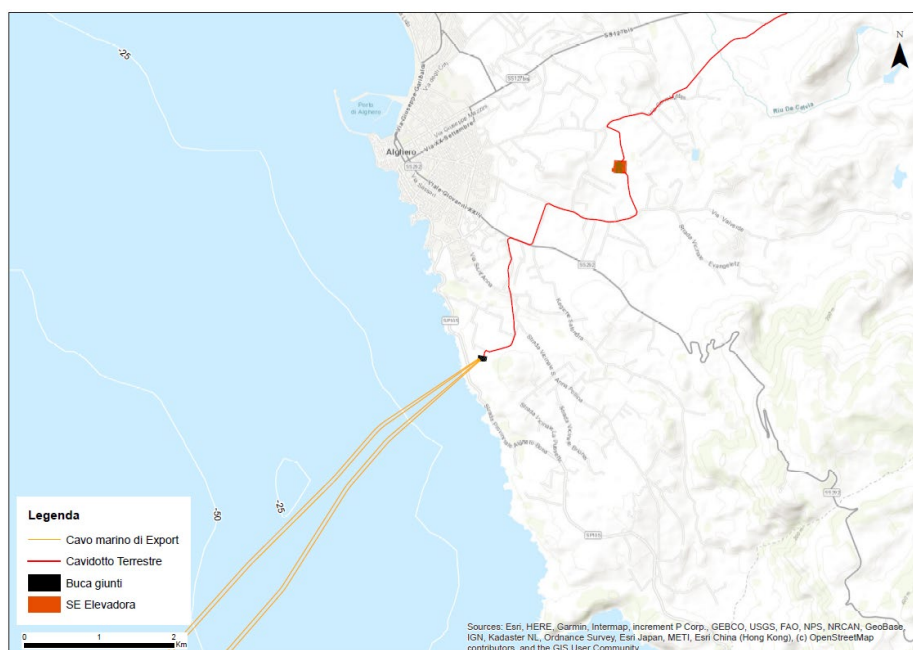
- destinazione preferenziale d'uso industriale o artigianale;
- aree localizzate lungo la viabilità principale e prossime all'asse del tracciato;
- morfologia del terreno pianeggiante, in alternativa sub-pianeggiante;
- assenza di vincoli ambientali, dove possibile;
- lontananza da possibili recettori sensibili quali abitazioni, scuole ecc.

Le **aree di intervento** sono i luoghi in cui si svolgono sia le attività vere e proprie relative agli elettrodotti, sia le attività preparatorie e complementari ai lavori che non vengono svolte nel campo base; tali aree sono individuate in base all'estensione del tratto di linea, alla tipologia dei lavori e alle esigenze logistiche e organizzative del cantiere. In generale, le aree di lavoro sulle linee elettriche sono identificate come segue:

- **Area di stoccaggio lungo la linea:** È l'area di stoccaggio temporaneo di materiali, attrezzature e macchinari, a parziale supporto dell'area centrale; è anche un'area di supporto alle aree di intervento, utile per lo stoccaggio di materiali e attrezzature da trasportare verso o dalle aree di intervento. Sono frequentate dai lavoratori occasionalmente, solo per le attività di prelievo, carico e scarico. Anche le aree o le strutture di terzi (ad esempio capannoni, piazzali, cascine, ecc.) adiacenti alle aree di intervento possono essere utilizzate come aree di stoccaggio lungo la linea.
- **Area per le attività situate lungo la linea:** Area in cui si svolgono le attività lavorative che possono non comportare un supporto (esempio le "Aree di cantiere buche giunti" e "Aree di cantiere buche TOC"). Le attività situate lungo la linea includono, ma non sono limitate a:
  - utilizzo dell'argano e del freno per la movimentazione del conduttore;
  - posizionamento degli ormeggi e dei supporti dei conduttori;
  - esecuzione dei giunti;
  - costruzione di opere provvisorie,
  - taglio piante.

### 2.5.2 Buca giunti terra-mare

La buca giunti è una piccola struttura, situata vicina all'approdo dei cavi marini, atta ad ospitare i giunti tra cavi marini e terrestri. Nel caso in esame, lo sbarco a terra dei cavi marini corrisponde alla zona di transizione tra il settore marino ed il settore terrestre e la sua localizzazione è stata individuata a circa 290 m dalla costa, a ridosso della SP105 (Strada Provinciale Alghero-Bosa) e a circa 2 km a sud di Alghero.



**Figura 2-13: Inquadramento dell'area della buca giunti terra-mare.**

Dalle quattro stringhe di aerogeneratori a mare, giungono a terra quattro circuiti di cavi di esportazione tripolari alla tensione di 132 kV, che saranno posizionati all'interno della buca giunti, per essere raccordati ad i cavi terrestri.



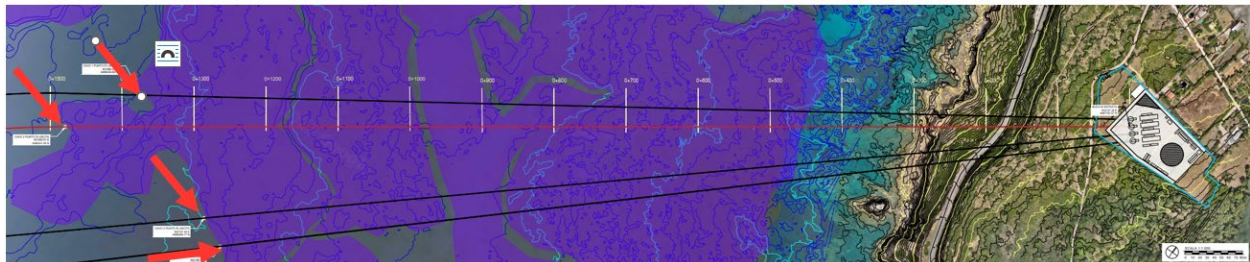
**Figura 2-14: Esempio di buca giunti terra-mare (buca giunti).**

In prossimità dell'area di approdo, l'installazione dei cavi marini verrà realizzata utilizzando la perforazione orizzontale controllata (TOC o HDD) o tecnologia similare (e.g. *microtunneling*).

Lo scavo *trenchless* (senza trincea) interesserà un tratto di lunghezza massima pari a 1,6 km e profondità massima di interro pari a 20 m.

La perforazione orizzontale controllata permette di superare ostacoli fisici superficiali localizzati nell'area di approdo, riducendo allo stesso tempo l'impatto potenziale su aree sensibili e l'interferenza in superficie.

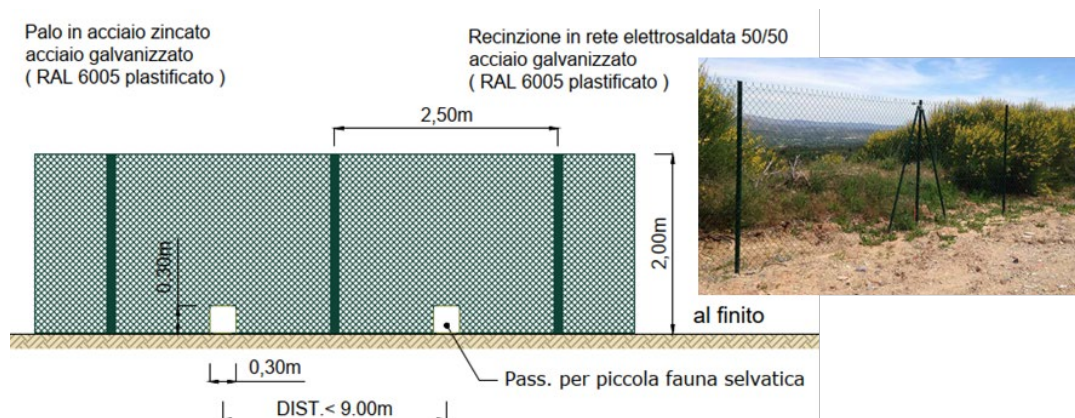
In particolare, come visibile nella tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-67A "Planimetria e profilo trasversale tipologico dell'area di approdo dei i offshore", di cui è riportato uno stralcio nel seguito, la tecnica TOC permette di evitare le praterie di Posidonia presenti sottocosta.



**Figura 2-15: Profilo trasversale tipologico dell'area di approdo dei cavidotti offshore (le frecce rosse indicano i fori di uscita delle TOC), (rif. tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-67A).**

### 2.5.3 Realizzazione della buca giunti terra/mare

La realizzazione della buca giunti di transizione terra-mare avverrà tramite una sequenza di fasi, di cui la prima corrispondente alla separazione delle aree di lavoro (di dimensioni stimate pari a 1,5 ha) dalle aree circostanti mediante recinzione in rete elettrosaldata di acciaio galvanizzato (colore RAL 6005 plastificato), come evidenziato nella immagine seguente. La recinzione è quindi di tipo "leggera" e sarà dotata di passaggi per la piccola fauna.



**Figura 2-16: Tipologico recinzione area buca giunti Terra-Mare (rif. tav. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-67B).**

Una volta delimitata l'area di lavoro si procederà all'escavo dell'area della buca giunti, solitamente mediante mezzo cingolato, fino a una profondità di circa due metri. Indicativamente, la buca giunti avrà dimensioni pari a 25 m x 15 m (lunghezza x larghezza).

Si procederà poi al rinforzo delle pareti della buca giunti mediante assi di legno. In base alle condizioni del terreno, la buca giunti potrà essere costituita da parteti o blocchi di calcestruzzo pre-compresso. Terminata la costruzione della buca giunti, il cavo di export sottomarino verrà trainato all'interno della buca utilizzando un cavo di trazione collegato a un verricello. Una volta posizionato,

il cavo sarà sottoposto a rilievo della tensione collegandolo a un ancoraggio situato nella buca di transizione. In seguito, si procederà alla posa dell'armatura dell'elettrodotta, mentre l'anima dei cavi di trasmissione ed il fascio di fibra ottica saranno separati e preparati per la giunzione.

La realizzazione del giunto avverrà all'interno di una struttura temporanea impermeabile. Tale struttura sarà posizionata al di sopra della buca precedentemente realizzata, al fine di fornire un ambiente asciutto in cui eseguire la giunzione (Figura 2-17).

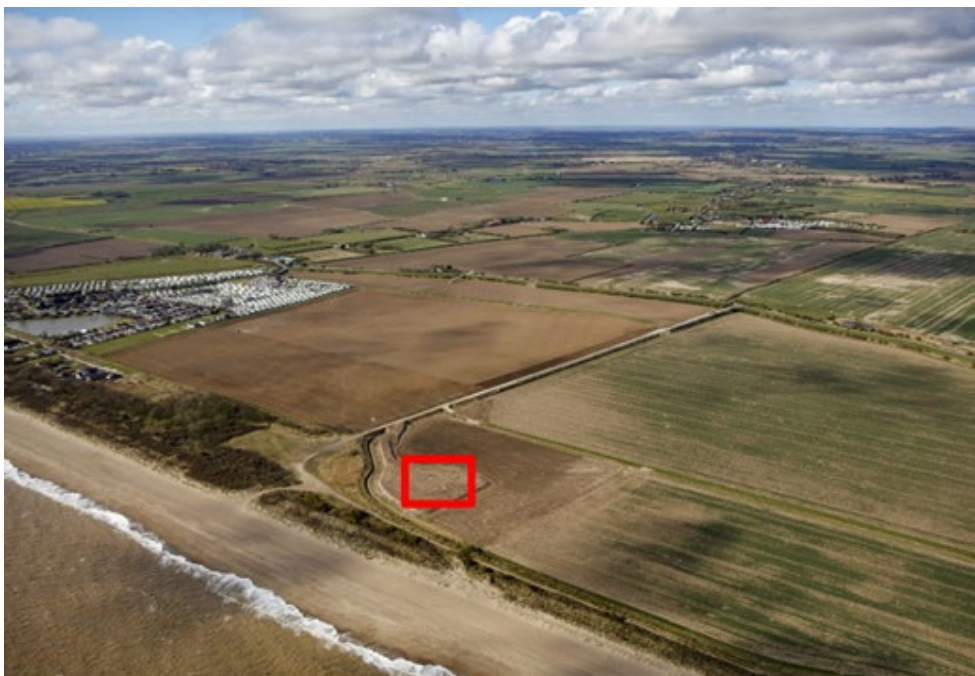


**Figura 2-17: Tipico di giunto di transizione tra cavi marini e terrestri.**

Una volta completata la giunzione, la buca giunti sarà riempita con cemento o sabbia legata a cemento per circa 600 mm attorno al piano dei cavi. Tale materiale è in grado di fornire un certo isolamento termico al cemento, facilitando contemporaneamente il mantenimento della posizione dei cavi. Lo strato di riempimento sarà a sua volta coperto da uno di materiale di scavo (materiale nativo). La superficie originale sarà infine ripristinata, pertanto al termine delle fasi di costruzione la buca non sarà visibile, se non per la presenza dei tombini di accesso.



**Figura 2-18: Foto esemplificativa chiusura buca giunti Terra-Mare, prima del riporto di terreno vegetale<sup>5</sup>.**



**Figura 2-19: Foto esemplificativa chiusura buca giunti Terra-mare, dopo il riporto di terreno vegetale<sup>6</sup>. Nel quadrato rosso sono localizzati i tombini delle buche giunti Terra-Mare.**

<sup>5</sup> Gwynt-y-Mor wind farm

<sup>6</sup> Gwynt-y-Mor wind farm



L'area di cantiere sarà poi ripristinata con inerbimento e messa a dimora di nuclei arboreo-arbustivi, come evidenziato nella immagine seguente

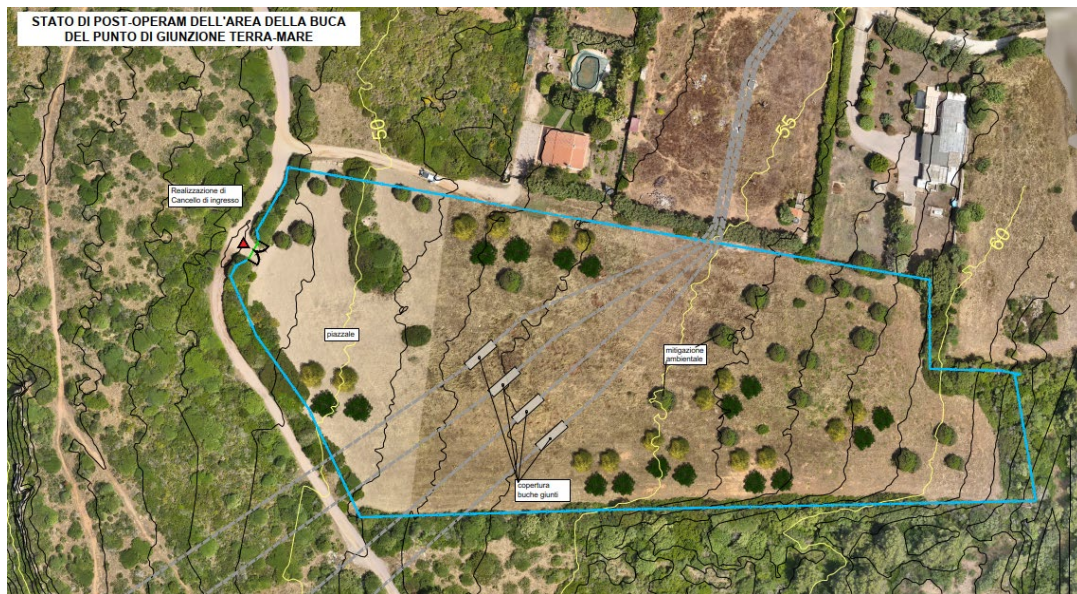


Figura 2-20: Layout del punto di giunzione terra-mare<sup>7</sup>.

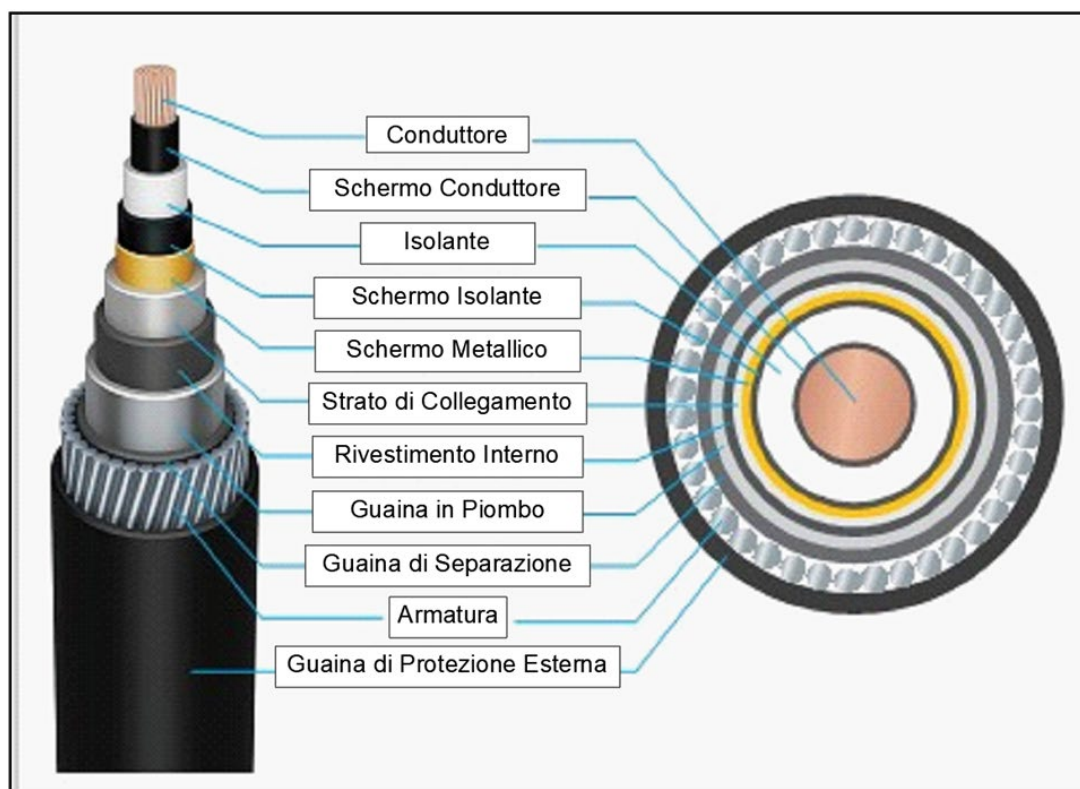
Nel complesso, è previsto un tempo pari a due settimane per realizzazione della buca giunti, una settimana per l'esecuzione del giunto e un'ulteriore settimana per il ripristino dell'area. In totale, dunque, la realizzazione della buca giunti richiederà circa quattro settimane.

#### 2.5.4 Elettrodotto Terrestre (onshore)

Il progetto riguarda lo sviluppo di un elettrodotto onshore lungo 36,83 km, attraversando i comuni di Alghero (11,22 km), Putifigari (9,09 km), Ittiri (15,72 km) e Bessude (0,8 km). Il tracciato segue principalmente la rete stradale esistente e parte dei terreni adiacenti.

I cavi utilizzati sono cavi unipolari HVAC (High Voltage Alternating Current), isolati con polietilene reticolato (XLPE) e protetti da una guaina metallica. La formazione a trifoglio dei cavi minimizza il campo magnetico esterno. In casi di spazi ridotti, come ponti o canali, i cavi possono essere posati in formazione piatta.

<sup>7</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-67B



**Figura 2-21: Sezione trasversale di un cavo XLPE unipolare.**

Le specifiche dei cavi variano a seconda della porzione dell'elettrodotto:

- Dalla buca giunti alla stazione elettrica di trasformazione: 4 circuiti composti da cavi tripolari in alluminio e un cavo di comunicazione in fibra ottica.
- Dalla stazione di trasformazione alla stazione di connessione: 2 circuiti di cavi tripolari in alluminio.
- Dalla stazione di connessione al punto di immissione nella rete di trasmissione nazionale: un singolo cavo tripolare in alluminio.
- 

I parametri preliminari dei cavi interrati sono riportati nella successiva Tabella 2-5:

Sezione Onshore	Numero di circuiti	Configurazione del circuito	Tensione (kV)	Lunghezza approssimativa (km)
Dalla buca giunti alla SE di Trasformazione	4	3x 1C x 1000 mm <sup>2</sup> Al + 1 cavo di comunicazione in fibra ottica 48c	132	4,3
Dalla SE di Trasformazione alla SE di Connessione	2	3x 1C x 400mm <sup>2</sup> Al + 1 di comunicazione in fibra ottica 48c	380	31,7
Dalla SE di Connessione al punto di immissione nella RTN	1	3x 1C x 1800mm <sup>2</sup> Al + 1 Cavo di comunicazione in fibra ottica 48c	380	0,5

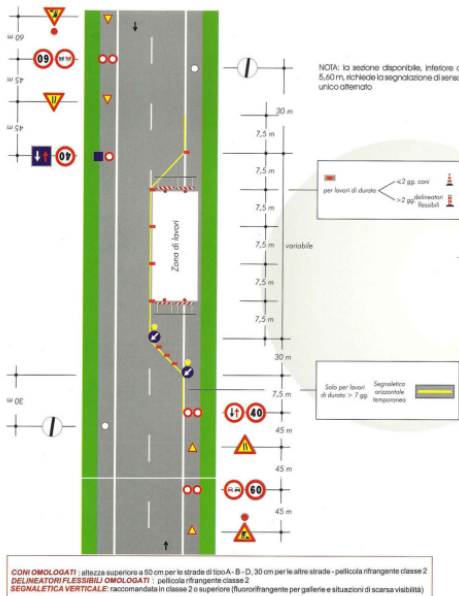
**Tabella 2-5: Parametri preliminari del cavo onshore.**

### 2.5.5 Posa dei cavi terrestri

La posa dell'elettrodotto terrestre si articola in una serie di fasi, di seguito elencate:

- Attività preliminari;
- Esecuzione degli scavi per l'alloggiamento del cavo ed esecuzione di eventuali perforazioni orizzontali;
- Stenditura e posa del cavo;
- Realizzazione delle buche giunti;
- Riempimento dello scavo fino a piano campagna con materiale idoneo;
- Realizzazione di eventuale getto in conglomerato bituminoso per il rifacimento del manto stradale.

TAVOLA RAPPRESENTATIVA  
DELLO SCHEMA SEGNALETICO TEMPORANEO  
(D.M. 10/07/2002 - D.I. 22/01/2019)



Elenco dispositivi da utilizzare nella  
delimitazione  
e segnalamento del cantiere

<p><b>LAVORI</b> Figura 21 381 Art. 51 Sono messe in opera le seguenti cartelle: Fig. 21 381, anche se di ridotte dimensioni, considerate da lontano; segnale di pericolo "Lavori" (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>VELOCITÀ MASSIMA DI VELOCITÀ</b> Figura 21 381 Art. 118 Sono messi in opera i segnali di prescrizione "Velocità massima" (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>VELOCITÀ LIMITE</b> Figura 21 381 Art. 119 Sono messi in opera i segnali di prescrizione "Velocità limite" (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>SEGNALI DI PRESCRIZIONE TEMPORANEO A LUCE ROSSA</b> Art. 21 381 Durante le ore notturne e in tutti i casi di scarsa visibilità, le cartelle di prescrizione temporanea di prescrizione "Velocità massima" (Fig. 21 381) e "Velocità limite" (Fig. 21 381) sono messe in opera di notte, con illuminazione a luce rossa (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>BARRETTA, DIREZIONE O PARAFRETTI DI PRESCRIZIONE</b> In presenza di cantieri edili, gli scavi, i lavori di manutenzione, ecc., sono segnalati con i segnali di prescrizione temporanea di prescrizione "Barriera" (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p>	<p><b>STRETTURA ASIMMETRICA A DESTRA</b> Figura 21 381 Art. 111 Sono messe in opera le seguenti cartelle: Fig. 21 381, anche se di ridotte dimensioni, considerate da lontano; segnale di pericolo "Strada stretta asimmetrica a destra" (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>PASSAGGIO OBBLIGATORIO A DESTRA</b> Figura 21 381 Art. 112 Sono messi in opera i segnali di prescrizione "Passaggio obbligatorio a destra" (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>SEGNALI DI PRESCRIZIONE TEMPORANEO A LUCE GIALLA</b> Art. 21 381 Durante le ore notturne e in tutti i casi di scarsa visibilità, le cartelle di prescrizione temporanea di prescrizione "Passaggio obbligatorio a destra" (Fig. 21 381) sono messe in opera di notte, con illuminazione a luce gialla (Fig. 21 381) con dimensioni minime di 100 cm, salvo se l'area è, necessariamente, preceduta dal segnale "Lavori".</p> <p><b>SEGNALETICA TEMPORANEO</b> La segnaletica temporanea è un tipo di segnaletica che viene utilizzata durante i lavori di manutenzione, ecc., e che ha lo scopo di segnalare temporaneamente le situazioni di pericolo e di prescrizione. La segnaletica temporanea è composta da segnali di prescrizione temporanea a luce rossa, a luce gialla e a luce bianca. La segnaletica temporanea deve essere rimossa, o oscurata, non appena cessate le cause che ne hanno reso necessario il collocamento.</p>
--	--

PROCEDURE DI APOSIZIONE  
SEGNALETICA STRADALE  
(art. 2 D.I. 22 gennaio 2019)

Il segnalamento del cantiere comporta: una segnaletica di avvicinamento, una segnaletica di posizione, una segnaletica di fine prescrizione.

La segnaletica di prescrizione su svincoli e intersezione interferenti con le aree di cantiere deve essere installata prima della corrispondente segnaletica sull'asse principale. I segnali vengono messi in opera nell'ordine in cui gli utenti della strada li incontrano: prima la segnaletica di avvicinamento, poi quella di posizione e infine quella di fine prescrizione, assicurandosi durante la posa che ogni cartello sia perfettamente visibile.

La segnaletica è posata in modo da non intralciare la traiettoria dei veicoli soprastanti.

La segnaletica su cavalletto deve essere adeguatamente zavorrata.

Lo sbarramento obliquo del cantiere (testata) deve essere preventivamente localizzato con precisione e posizionato in corrispondenza di tratti di strada rettilinei e comunque in punti ove ne sia consentito l'agevole avvistamento a distanza da parte degli utenti.

L'installazione dei coni o delineatori flessibili avviene successivamente alla messa in opera della segnaletica di avvicinamento e della testata di chiusura corsia, quindi in un'area già interdetta al transito dei veicoli (area di cantiere).

La segnaletica temporanea deve essere rimossa, o oscurata, non appena cessate le cause che ne hanno reso necessario il collocamento.

La rimozione avviene, in generale, nell'ordine inverso alle operazioni della posa in opera.



Figura 2-22: Schema segnaletico temporaneo e dispositivi di delimitazione e segnalamento del cantiere<sup>8</sup>.

Le attività preliminari comprendono il tracciamento del percorso del cavo e delle buche giunti, la segregazione delle aree di lavoro (separazione dell'area di cantiere dal flusso veicolare ordinario), l'installazione di apposita segnaletica, la preparazione delle aree di lavoro e l'esecuzione di saggi per verifica dell'esatta posizione dei sottoservizi interferenti individuati in fase di progettazione esecutiva.

Prima di iniziare i lavori di scavo, saranno eseguiti ove necessario, i disfaccimenti delle superfici presenti. Nel caso di strade a due corsie, prima dell'inizio dei lavori verrà portato in loco un sistema

<sup>8</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-42

semaforico in modo da controllare i flussi di traffico, mentre nel caso di strade a singola corsia si renderà necessaria la completa chiusura della strada.

Si procederà poi allo scavo delle trincee, che nel caso di strade asfaltate sarà preceduto dal taglio della pavimentazione esistente. Il taglio della superficie in asfalto verrà realizzato mediante ruote diamantate o frese con lama rotante, per la lunghezza di scavo stabilita e una profondità adeguata allo spessore della pavimentazione ed evitando danneggiamenti delle zone immediatamente circostanti e per facilitare il successivo ripristino.



**Figura 2-23: Taglio dell'asfaltatura e scavo aperto.**

Per l'esecuzione degli scavi successivi verranno impiegati automezzi tradizionali (escavatori, vibrocostipatori, ecc.) di dimensioni idonee a seconda del contesto in cui avverranno le lavorazioni e garantendo che lo scavo rimanga aperto per il minor tempo possibile, compatibilmente con le attività programmate. Il materiale asportato durante lo scavo sarà trattato secondo le prescrizioni del Piano di Gestione delle Terre e Rocce da Scavo redatto in fase di progettazione esecutiva. Le cantierizzazioni saranno eseguite per la maggior parte con cantieri cosiddetti "in linea", mentre laddove possibile si procederà con mezzi affiancati.

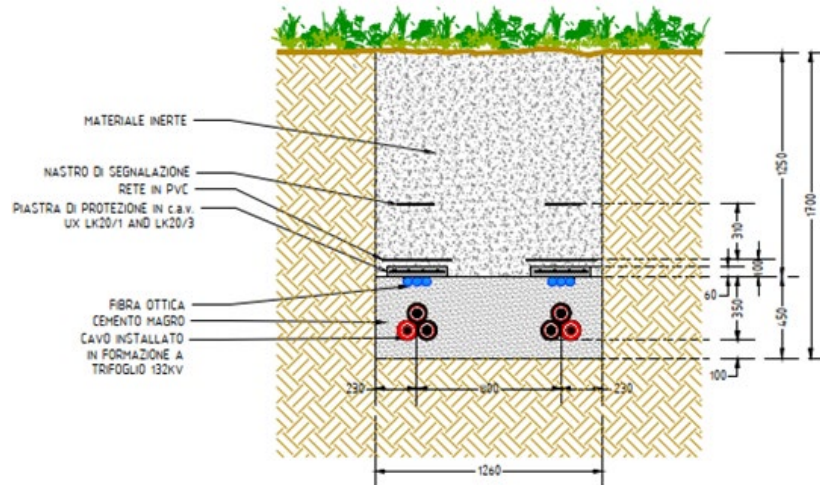
Saranno poi posate le tubazioni, entro cui saranno successivamente tirati i cavi. Una volta posate le tubazioni, si procederà al riempimento dello scavo fino al piano di campagna. In via generale i cavi posati in trincea vengono protetti all'interno di un bauletto in cemento, mentre la parte superiore della trincea viene ricoperta con materiale inerte di risulta dello scavo (se idoneo) o altro materiale idoneo.

Nel caso in cui lo scavo insista su sede stradale, dopo il riempimento della trincea il manto di asfalto sarà ripristinato secondo le specifiche prescritte dall'Ente gestore. Nel caso di posa del cavo in area agricola verrà riportato il terreno vegetale e verrà ricostituito lo stato ante-operam. Nel caso di posa del cavo in area naturale (praterie, aree cespugliate, ecc.), dopo il riporto del terreno vegetale si provvederà all'inerbimento delle superfici.

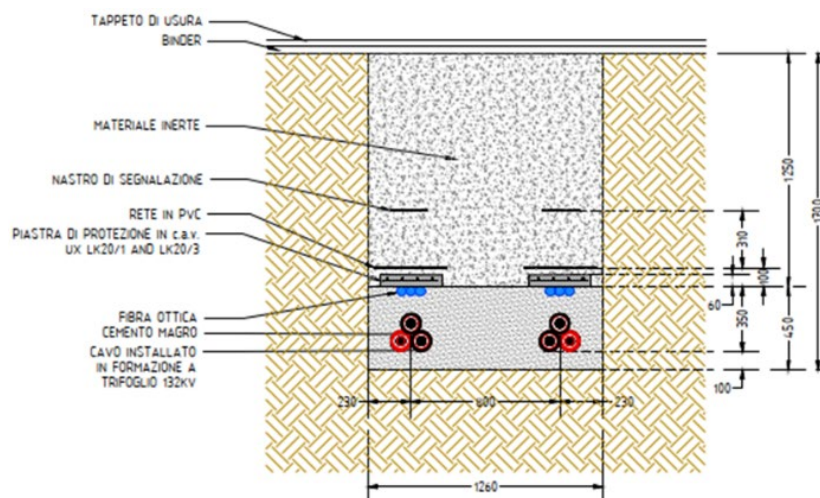
Tutte le aree interessate dalla realizzazione dell'elettrodotto interrato, quindi, verranno ripristinate in modo da ricreare nel minor tempo possibile le condizioni originarie ante operam. Gli interventi consisteranno principalmente nel ripiegamento del cantiere e nella sistemazione delle aree finalizzata al recupero della condizione originaria delle stesse.

### 2.5.6 Caratteristiche delle sezioni di posa

Le figure mostrate di seguito riportano le sezioni tipiche di scavo e di posa.



**Figura 2-24: Sezione tipo posa in terreno – Tratto di elettrodotto dal punto di giunzione alla stazione di trasformazione.**



**Figura 2-25: Sezione tipo stradale – Tratto di elettrodotto dal punto di giunzione alla stazione di trasformazione.**

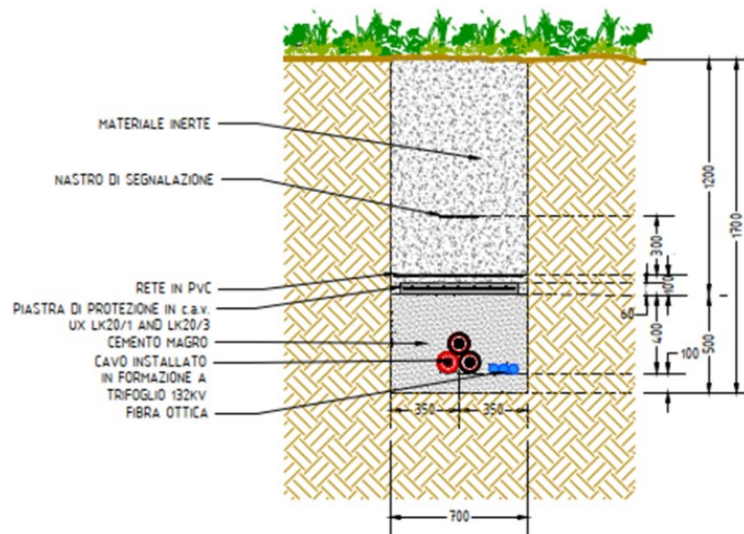


Figura 2-26: Sezione tipo su terreno - Tratto di elettrodotto dalla Stazione di Trasformazione alla Stazione di Consegna.

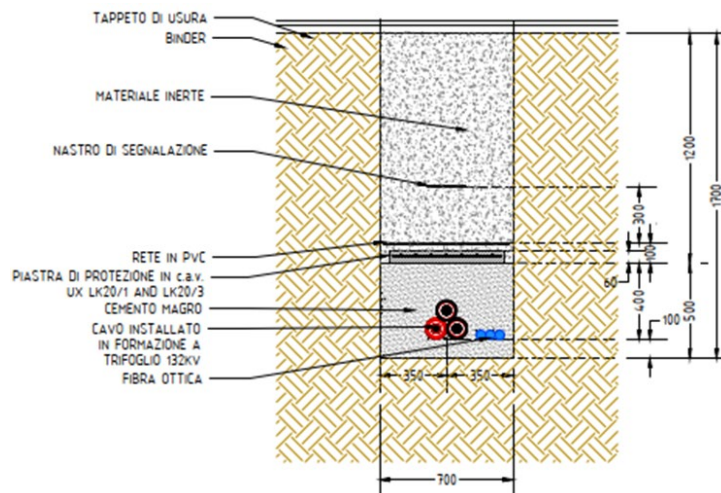


Figura 2-27: Sezione tipo su strada - Tratto di elettrodotto dalla Stazione di Trasformazione alla Stazione di Consegna.

Nella Tabella 2-6 sono riepilogati i dati relativi alle caratteristiche di posa.

Tratti elettrodotto onshore	n. circuiti	lunghezza circuiti (km)	Tensione nominale	Larghezza scavo (m)	n. trincee
Dalla buca giunti Terra-mare alla SE di trasformazione	4	3,93	132 kV	1,26	2
Dalla SE di Trasformazione alla SE di Connessione	2	30,43	380 kV	0,7	2
Dalla SE di Connessione al punto di connessione nella RTN	1	0,5	380 kV	0,8	1

Tabella 2-6: Caratteristiche di posa.

Come evidenziato le trincee nel primo tratto dell'elettrodotto terrestre, compreso tra la buca giunti terra mare e la Stazione Elettrica di trasformazione, sono in numero di due e verranno realizzate sui lati della strada a distanza variabile tra loro, in base alla larghezza della viabilità interessata (per dettagli ulteriori si rimanda all'elaborato OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-65 "Percorso Elettrodotto Onshore - Particolare delle sezioni trincee elettrodotto"). Al di fuori delle strade, nei terreni agricoli o lungo i margini stradali, la larghezza massima del cantiere lineare per la posa, sarà di 10 m, che si riducono a 6 m nell'ultimo tratto, dalla SE di Connessione al punto di immissione nella RTN.

### 2.5.7 Posa dei cavi con tecnologia TOC

trincea di posa di tipo tradizionale oppure in situazioni ritenute convenienti dal punto di vista realizzativo, al fine di creare una minor interferenza con i sottoservizi esistenti, un minor impatto viario durante la fase dei lavori ed al contempo consentire il mantenimento della pavimentazione stradale esistente, si prevede la realizzazione di un attraversamento speciale mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) o Teleguidata, detta anche *Horizontal Directional Drilling* (HDD).

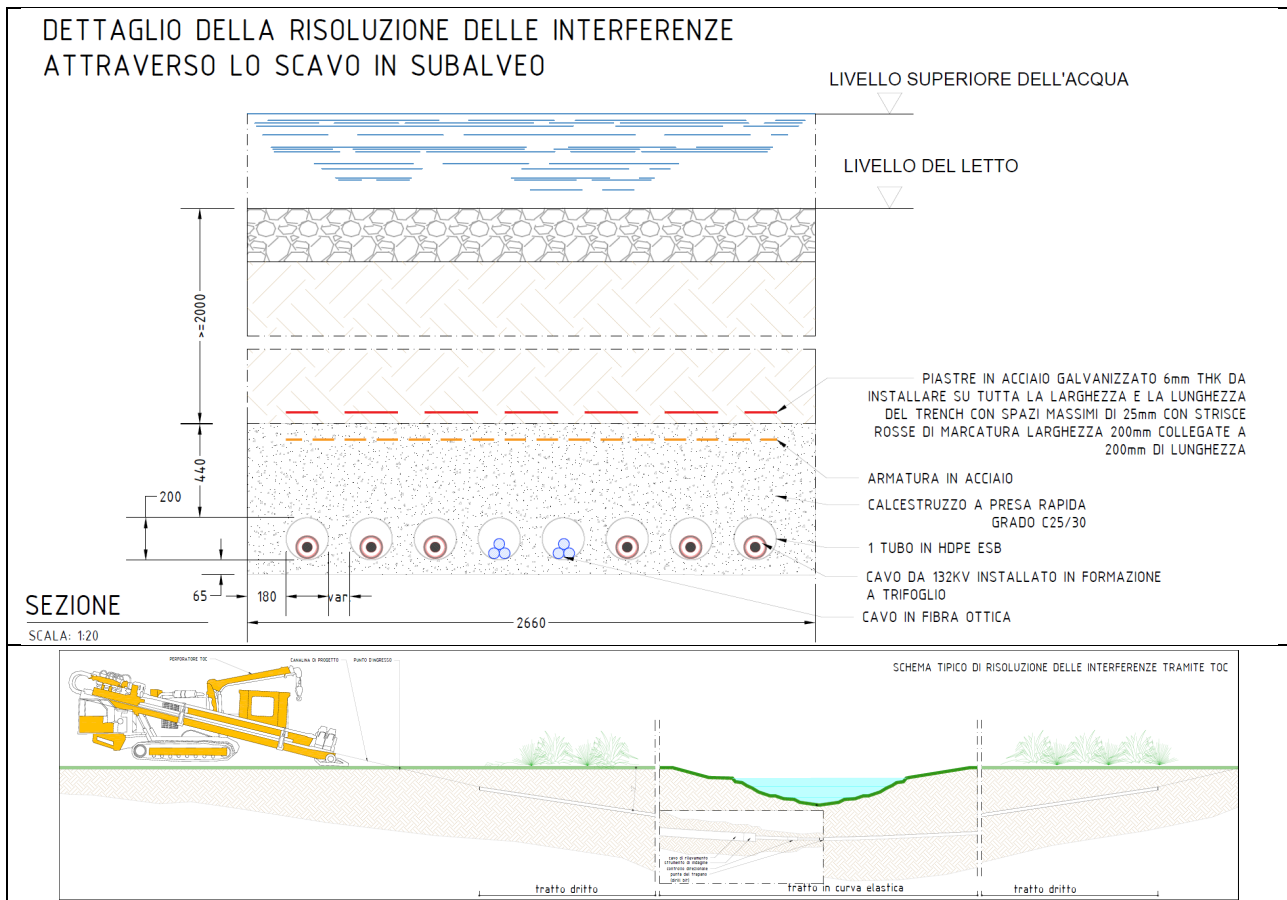
La tecnologia della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), nota anche come *Horizontal Directional Drilling* (HDD), viene impiegata per superare tratti dove la posa tradizionale dei cavi AT risulta impegnativa o impossibile.

Localizzazione Aree cantiere TOC	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Sup. massima (mq)	n. cantieri TOC
Dalla buca giunti Terra-mare alla SE di Trasformazione	50	35	1.750	2
Dalla SE di Trasformazione alla SE di Connessione	35	25	875	6
Piste di accesso	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Sup. massima (mq)	n. piste
Larghezza piste di accesso TOC	967	4	3.868	8

**Tabella 2-7: Caratteristiche delle aree di cantiere TOC.**

Questo metodo consente di attraversare terreni senza la necessità di scavi tradizionali, riducendo l'interferenza con i sottoservizi esistenti e mantenendo la pavimentazione stradale. Durante la TOC, una sonda radio controllata guida la perforazione dell'elettrodotto, consentendo correzioni in tempo reale.

L'avanzamento avviene tramite spinta idraulica, comprimendo il terreno lungo le pareti del foro. Le fasi principali includono la preparazione delle buche di ingresso e uscita, la trivellazione del foro pilota, l'alesatura del foro e l'installazione della tubazione. Per attraversare opere di canalizzazione esistenti, si utilizzano due soluzioni: posizionare l'elettrodotto sopra l'opera se lo spessore del pacchetto stradale lo consente, altrimenti, se lo spessore è inferiore a 120 cm, l'elettrodotto viene posizionato sotto l'opera di canalizzazione per evitare instabilità e infiltrazioni d'acqua. Nell'illustrazione seguente è mostrato lo schema operativo della tecnologia TOC.



**Figura 2-28: Schema di funzionamento della tecnologia TOC (disegno fuori scala, misure in millimetri)<sup>9</sup>.**

### 2.5.8 Posa dei cavi sopra/sotto le opere di canalizzazione esistenti

Sono state sviluppate due possibili soluzioni per risolvere le interferenze tra un elettrodotto onshore e opere di canalizzazione esistenti, simili alla tecnologia TOC:

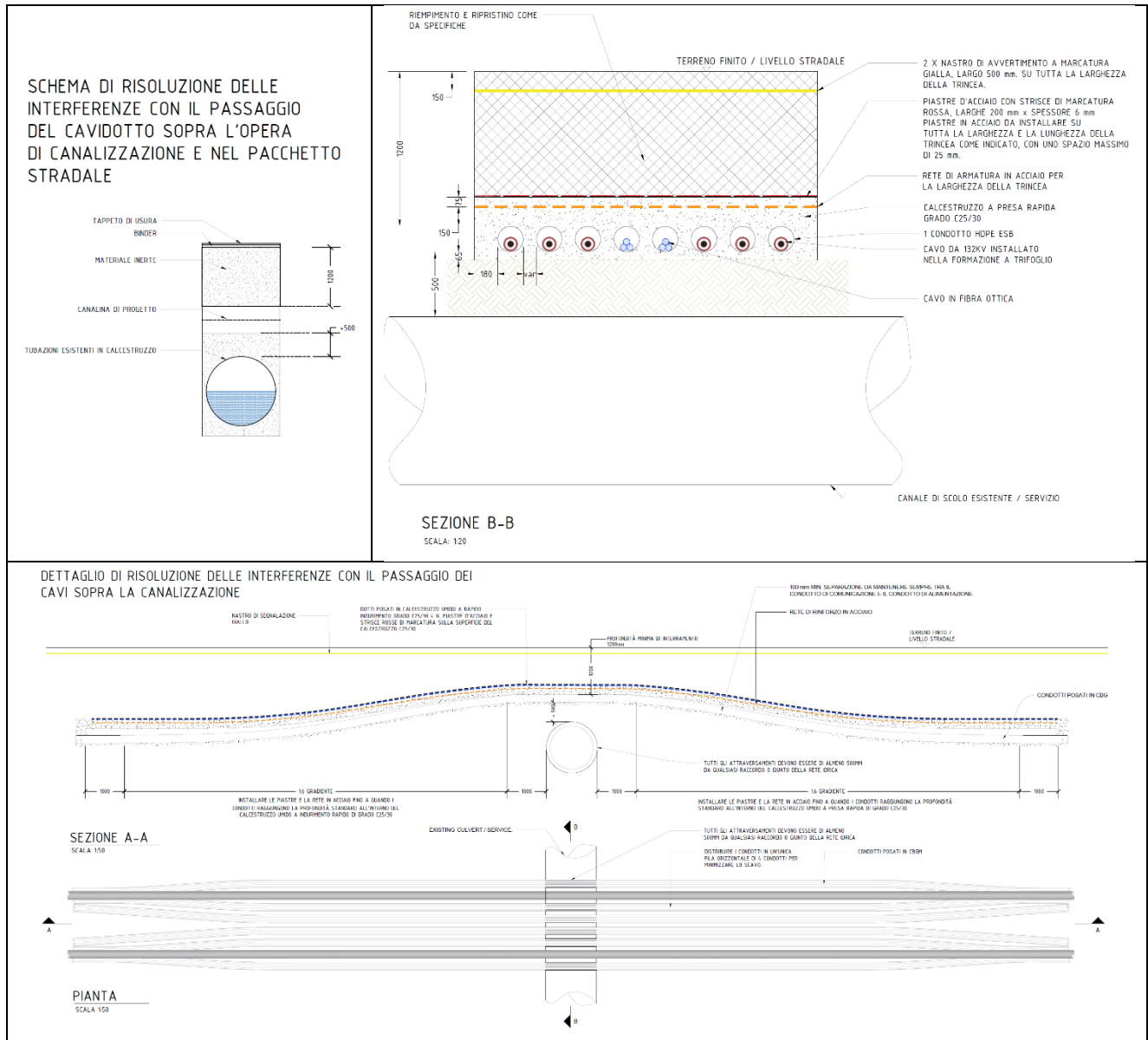
1. Passaggio dell'elettrodotto sopra l'opera di canalizzazione esistente:
  - Questa soluzione è applicabile se lo strato stradale ha uno spessore maggiore di 120 cm e l'opera di canalizzazione è a una profondità superiore a 200 cm.
  - L'elettrodotto può essere posizionato sopra l'opera di canalizzazione a una profondità non inferiore a 170 cm.
  - Per posare il cavo, lo strato stradale sarà temporaneamente scavato e successivamente ripristinato.
2. Passaggio dell'elettrodotto sotto l'opera di canalizzazione esistente:
  - Questa soluzione è applicabile quando lo strato stradale ha uno spessore inferiore ai 120 cm e può ospitare l'opera di canalizzazione.

<sup>9</sup> Relazione di censimento e risoluzione delle interferenze onshore, Cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-12



- L'elettrodotto non può essere posizionato sopra l'opera di canalizzazione per evitare instabilità e aumento del rischio elettromagnetico.
- Il cavo sarà posizionato sotto l'opera di canalizzazione a una profondità di almeno 50 cm rispetto ad essa e non inferiore a 170 cm per evitare infiltrazioni d'acqua.

Entrambe le soluzioni sono illustrate nelle Figura 2-29 e Figura 2-30 della relazione di censimento e risoluzione delle interferenze onshore.



**Figura 2-29: Scavo su strada con passaggio dell'elettrodotto sopra l'opera di canalizzazione esistente (disegno fuori scala, misure in millimetri)<sup>10</sup>.**

<sup>10</sup> Relazione di censimento e risoluzione delle interferenze onshore, Cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-12

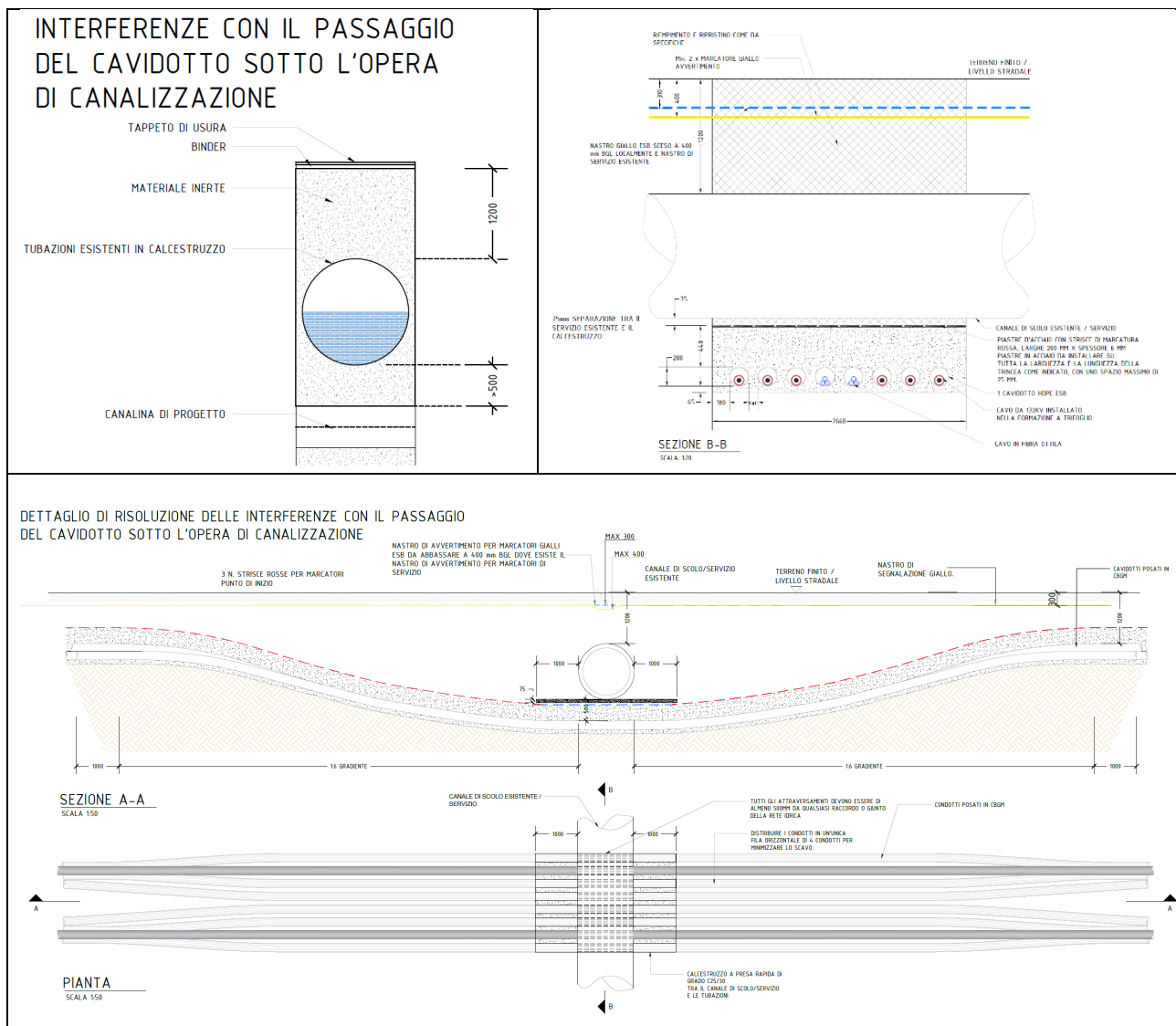


Figura 2-30: Scavo su strada con passaggio dell'elettrodotto sotto l'opera di canalizzazione esistente (disegno fuori scala, misure in millimetri)<sup>11</sup>.

### 2.5.9 Posa dei cavi mediante scavo in subalveo

Lo scavo in subalveo consiste in uno scavo a valle dell'attraversamento di corsi d'acqua che consente il passaggio del cavo al di sotto del letto del torrente/fiume esistente. La profondità di realizzazione dello scavo sarà definita in una fase esecutiva, a valle delle opportune indagini e studi specialistici sul corso idrico. Lo scavo in subalveo può essere condotto secondo due tecnologie:

- Mediante scavo a cielo aperto;
- Mediante tecnologie senza scavo.

<sup>11</sup> Relazione di censimento e risoluzione delle interferenze onshore, Cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-12

La prima tecnologia prevede la realizzazione di una trincea aperta e predisposizione di un tubo di protezione, adoperando i mezzi idonei per raggiungere la profondità desiderata. Se necessario, sarà eseguito l'aggettamento dell'acqua presente negli scavi e predisposto un adeguato letto di posa. Alla conclusione dei lavori, lo stato dei luoghi sarà ripristinato alle condizioni ante operam.

In merito alla tecnologia senza scavo, saranno valutate nelle successive fasi di progettazione le tecniche utilizzabili per l'interramento dei cavi, tra cui il *microtunnelling*, la trivellazione orizzontale controllata (TOC) o il *pipe ramming*, a valle delle opportune indagini esecutive e studi specialistici sui siti delle interferenze.

DETTAGLIO DELLA RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE  
ATTRAVERSO LO SCAVO IN SUBALVEO

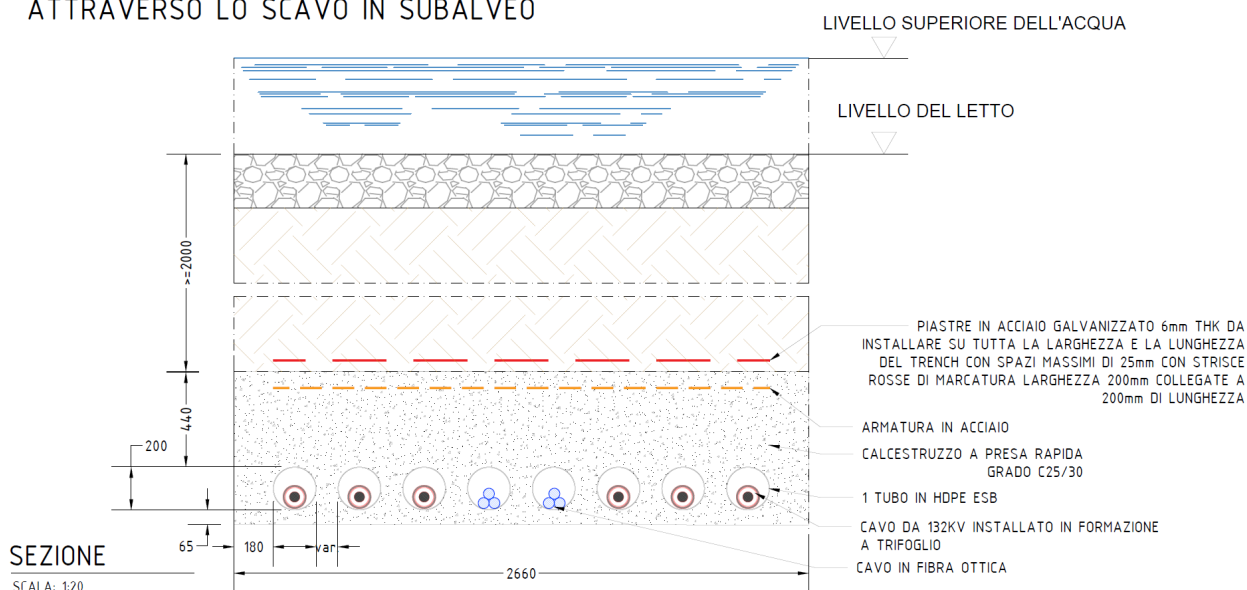


Figura 2-31: Tecnologia di scavo in subalveo (disegno fuori scala, misure in millimetri)<sup>12</sup>.

### 2.5.10 Esecuzione delle giunzioni elettrodotto onshore

Sulla base di fattori tecnologici e logistici, sarà necessario suddividere la realizzazione di cavi in diverse tratte, unite tra loro, a causa della capacità massima di trasporto delle bobine dei cavi e della lunghezza finale del tracciato. Questo implica la creazione di buche giunti terrestri lungo il tracciato, approssimativamente una ogni 500-1.000 metri, le cui posizioni definitive saranno definite in fase di progettazione esecutiva. Dove possibile, si cercherà di posizionare queste buche sulla sede stradale o nelle sue vicinanze per minimizzare gli impatti durante la costruzione.

Il numero di buche giunti dipende dalle caratteristiche dei cavi, dalla loro tipologia, lunghezza e dalla configurazione orografica delle aree di posa. In condizioni non problematiche, i giunti potrebbero essere collocati in un unico vano tecnico. Tuttavia, potrebbe essere necessario predisporre specifici alloggiamenti sfalsati per i singoli giunti se la larghezza del terreno disponibile o le aree di lavoro non sono adeguate.

Per la realizzazione di queste strutture, saranno adottate precauzioni in termini di sicurezza e gestione delle interferenze con l'ambiente circostante, limitando l'occupazione temporanea delle superfici.

<sup>12</sup> Relazione di censimento e risoluzione delle interferenze onshore, Cod. OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-012

Le possibili configurazioni di posa dei giunti dipendono dalle condizioni tecniche, spazi disponibili e caratteristiche dei cavi, e saranno implementate con attenzione per ridurre al minimo le interferenze con le aree circostanti, preferendo la posa sulla sede stradale o in affiancamento ad essa nelle fasi successive di progettazione.

Nelle successive figure si rappresentano schematicamente le possibili configurazioni di posa dei giunti.

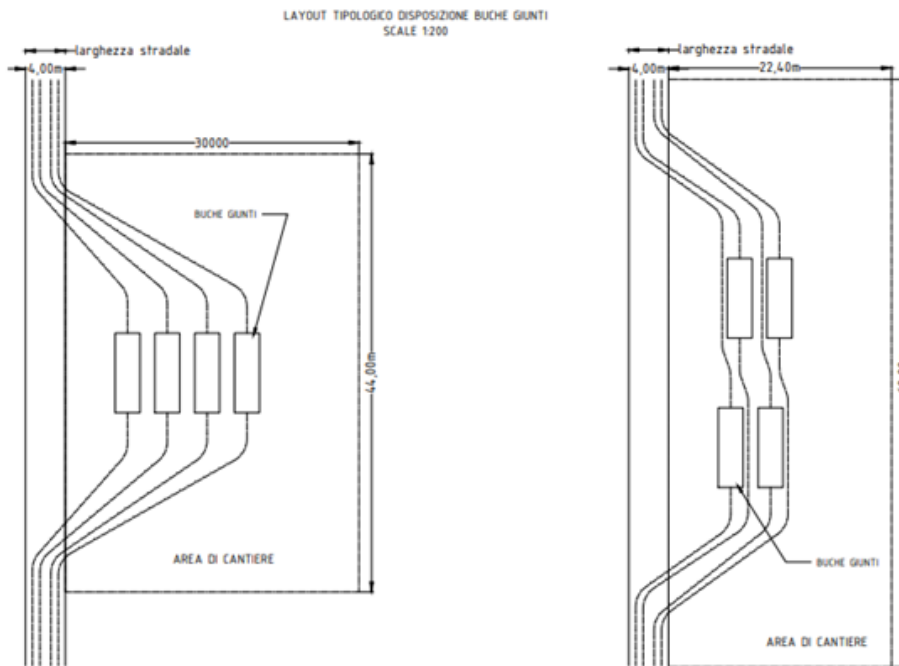


Figura 2-32: Schemi tipologici della disposizione dei giunti<sup>13</sup>.

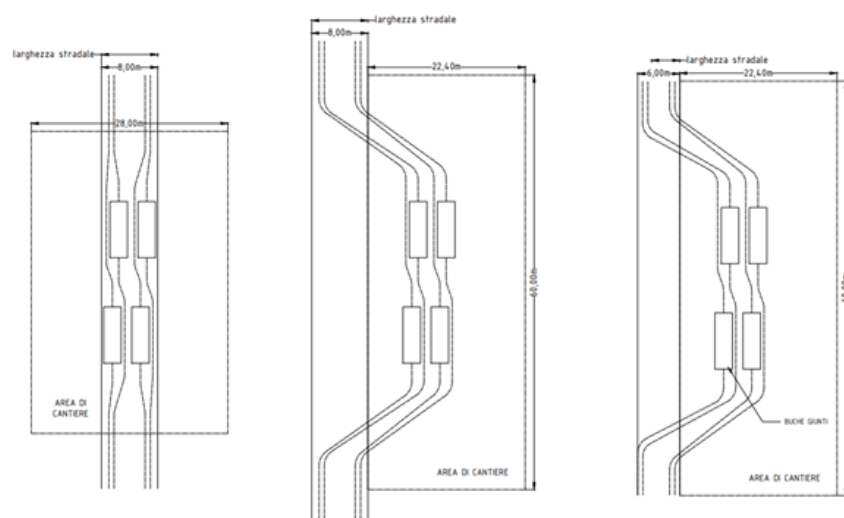


Figura 2-33: Schemi tipologici della disposizione dei giunti<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-42

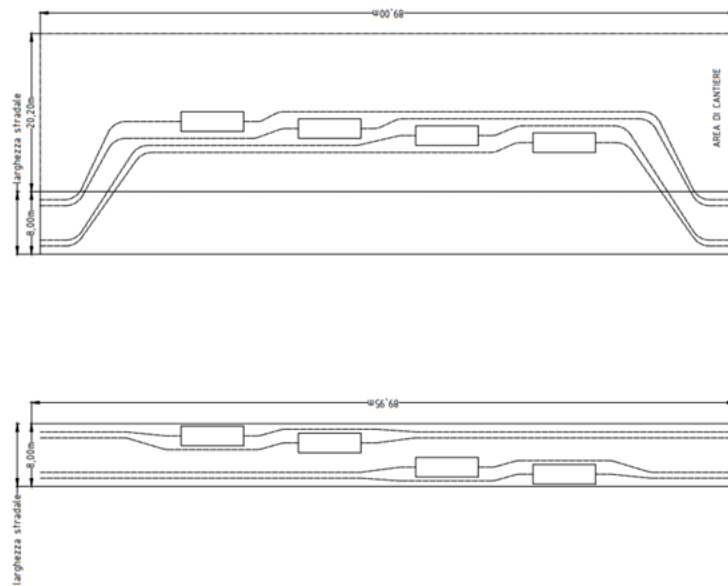


Figura 2-34: Schemi tipologici della disposizione dei giunti<sup>13</sup>.

Nella Figura 2-35 è invece rappresentato il tipologico di una buca giunti interrata per giunti sfalsati.

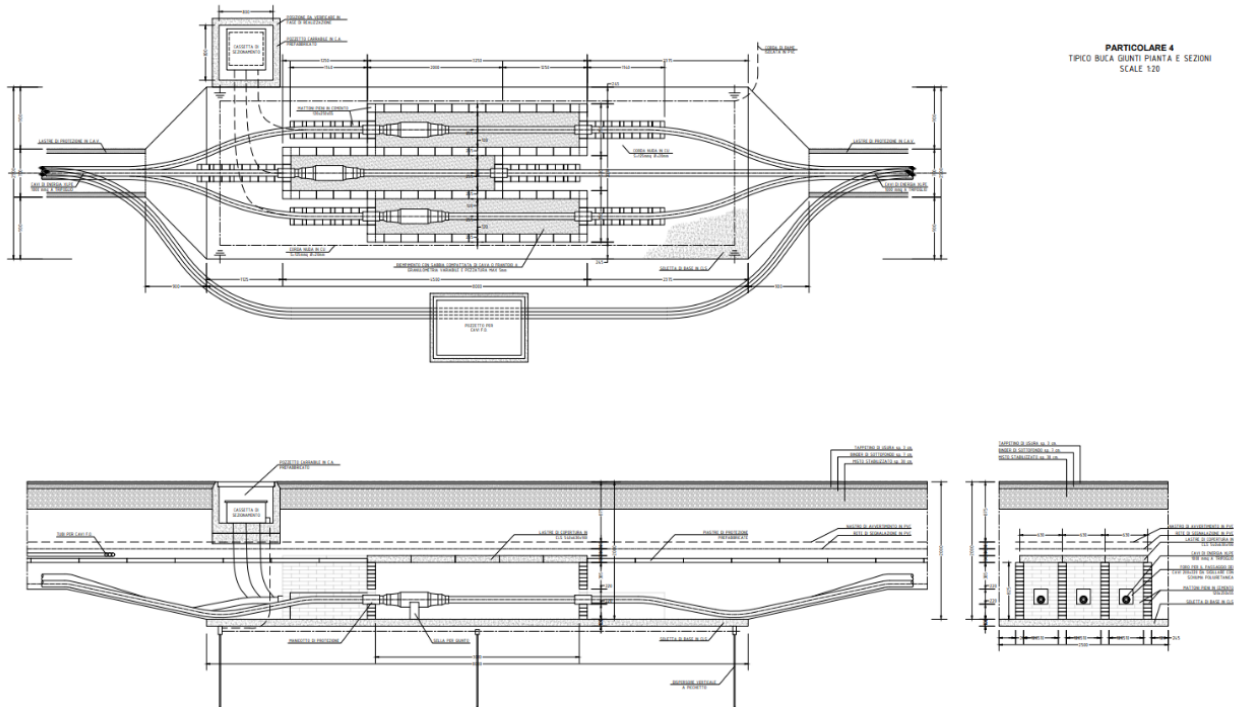


Figura 2-35: Sezione tipo di una buca giunti interrata<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> Tavola OW.IT-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-66

## 2.6 Sottostazioni a terra (Trasformazione e Connessione)

### 2.6.1 Specifiche tecniche e standard

La progettazione delle Sottostazioni a terra, ha previsto la realizzazione dei seguenti manufatti a terra, per la corretta funzionalità dell'impianto:


- 1) Una Stazione di Trasformazione, da realizzarsi in una zona del comune di Alghero per aumentare la tensione di esercizio di impianto da 132 kV a 380 kV, e permettere la variazione tecnica funzionale per ridurre il numero di cavidotti da 4 a 2 per i successivi tratti di posa dello stesso sino al punto di connessione;
- 2) Una Stazione di Connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) realizzata per permettere la connessione alla RTN, secondo quanto prescritto nella STMG, soluzione di connessione emessa da Terna.

Naturalmente per la progettazione e realizzazione di queste stazioni si applicano gli standard internazionali e nazionali per le opere elettriche e civili.

È utile sottolineare che per questo tipo di impianto, vista la potenza di 480 MW è stato possibile optare per una configurazione di progetto **senza l'ausilio di una Stazione Elettrica Offshore.**

Si riporta per completezza uno stralcio della STMG ottenuta ed accettata dalla Società Proponente.

#### 2.6.1.1 Codice Pratica: 202200563

	<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>
---	--

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:

- collegamento HVDC Continente - Sicilia – Sardegna (Tyrrhenian link);
- collegamento HVDC SACOI 3.

Quanto sopra è meglio riportato nello Schema elettrico unifilare del Parco eolico<sup>15</sup>; la stessa soluzione di connessione riporta che l'impianto eolico offshore dovrà collegarsi ad un ampliamento dell'attuale Stazione Elettrica di Trasformazione RTN 380/150 kV Ittiri.

Detta Stazione Elettrica di Consegna è infatti prevista in agro del comune di Bessude (SS) in prossimità della posizione attualmente prevista per l'ampliamento della Stazione Terna di Ittiri<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-55

<sup>16</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-30B

## 2.6.2 Stazione elettrica di trasformazione

### 2.6.2.1 Area di impianto – Stazione di Trasformazione

La stazione di trasformazione elettrica verrà costruita nel comune di Alghero con l'obiettivo di incrementare la tensione operativa dell'impianto da 132kV a 380 kV e ottimizzare la configurazione dell'impianto.

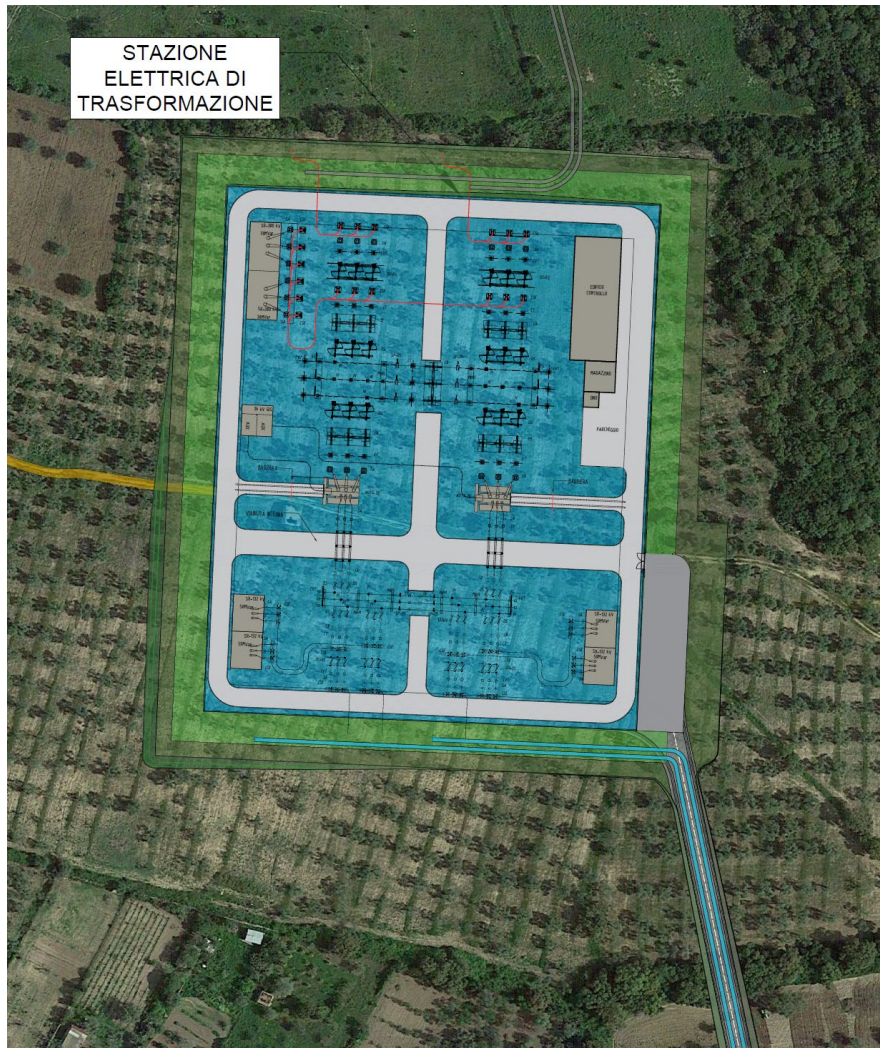


Figura 2-36: Stralcio Area di installazione delle Stazione Elettrica di Trasformazione<sup>17</sup>.

### 2.6.2.2 Motivazioni di realizzazione

La connessione ai generatori eolici avviene a 132 kV, ottimale per unità di potenza di circa 15 MW, consentendo l'uso di cavi sottomarini dinamici e mantenendo le dimensioni dei conduttori e la compensazione dell'energia reattiva entro limiti accettabili. Tuttavia, per trasportare i 480 MW di progetto e collegarsi alla rete TERNA a 380 kV, è necessario elevare la tensione, si è previsto quindi, la costruzione di una Stazione di Trasformazione per gestire questo passaggio.

<sup>17</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-30A

Lo schema unifilare è descritto nella Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-55. Le linee da 132 kV dai generatori eolici convergono su quattro baie, ciascuna con interruttori, sezionatori, trasformatori e reattori shunt. Queste baie si collegano poi a due coppie di barre a 132 kV, con trasformatori capacitivi e sezionatori di terra.

Da qui, due montanti a 132 kV conducono agli autotrasformatori elevatori da 240 MVA a 132 / 380 kV, collegati al sistema di barre a 380 kV. Queste barre a 380 kV conducono alle baie di uscita, anch'esse equipaggiate con apparecchiature di controllo e reattori shunt.

Il progetto rispetta gli standard dell'Allegato A.3 del Codice di Rete, utilizzando barre di alluminio e soluzioni ottimizzate per lo spazio. Si è scelto il tipo di apparecchiatura isolante in aria (AIS) rispetto al GIS, considerando le dimensioni e le incertezze future delle sottostazioni GIS.

La interconnessione con i Generatori Eolici è realizzata a 132 kV, che attualmente rappresenta il miglior compromesso per generatori di potenza unitaria di circa 15 MW in quanto permette di utilizzare cavi sottomarini dinamici, e di mantenere entro limiti accettabili le sezioni dei conduttori e la compensazione di energia reattiva.

### **2.6.2.3 Schema e Criteri Generali di Progetto**

Lo schema unifilare descritto è visualizzato nella Tavola codice OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-55. Le quattro linee da 132 kV dai generatori eolici si connettono a quattro sezioni da 132 kV, ciascuna dotata di interruttori, sezionatori, trasformatori di misura e protezione, con un reattore shunt di compensazione su ogni baia. Queste si collegano a coppie di sbarre 132 kV, ognuna equipaggiata con trasformatori capacitivi e sezionatori di terra. Dai montanti a 132 kV si collegano agli autotrasformatori da 240 MVA a 132/380 kV, poi alle sbarre 380 kV. Queste conducono a due sezioni di uscita 380 kV, anch'esse dotate di apparecchiature di controllo e reattori shunt di compensazione. Il progetto rispetta gli standard dell'Allegato A.3 del Codice di Rete, utilizzando barre in alluminio e soluzioni ottimizzate per lo spazio, incluso l'uso di sezionatori orizzontali a doppia apertura. È stata preferita l'isolamento in aria (AIS) rispetto al GIS, considerando le dimensioni e le incertezze future delle sottostazioni GIS.

## **2.6.3 Stazione elettrica di connessione**

### **2.6.3.1 Area di impianto – Stazione di Connessione**

Come accennato sono state valutate una serie di localizzazioni, in prossimità del punto di connessione indicato da Terna, ed in particolare alla posizione del futuro ampliamento della Stazione di Ittiri indicato dalla società Capofila, e sulla base di queste analisi è stato possibile identificare la zona evidenziata nella Figura 2-37.





**Figura 2-37: Stralcio Area di installazione delle Stazione Elettrica di Connessione<sup>18</sup>.**

Oltre alla vicinanza al punto di connessione alla RTN, i criteri di localizzazione dell'area di progetto hanno incluso i seguenti (meglio descritti nei paragrafi seguenti):

- Uso del suolo ed effetti;
- Vicinanza alla rete;
- Accesso/uscita dal sito di modo da essere vicini all'infrastruttura stradale esistente;
- Topografia di modo da minimizzare i movimenti terra e rischio di allagamenti;
- Aspetti ambientali, come aree protette (ad esempio, di elevata o locale amenità) e il mantenimento al minimo degli effetti visivi, acustici e ambientali.

<sup>18</sup> Tavola OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-DWG-30B

## 2.7 Layout Generale Stazioni Elettriche di Trasformazione e di Connessione

Nell'ambito di analisi e verifica progettuale del layout di questa sezione di impianto, sono state fatte tutte una serie di valutazioni, non solo tecniche, ma anche da un punto di vista di impatto sul territorio. Da tutte queste valutazioni è emerso che la configurazione migliore fosse la soluzione con tecnologia con isolamento in aria, anche detta AIS (*Air Insulated Switchgear*). Quanto riportato nei seguenti paragrafi è riferibile alle due stazioni onshore di progetto, che tranne per le dimensioni finali e per alcuni aspetti prettamente tecnici, posso essere considerate simili per la parte di gestione del cantiere e per le opere civili ed elettriche tipiche di stazioni AIS

### 2.7.1 Messa a terra

La sottostazione, che sia quella di Trasformazione o di Connessione, sarà dotata di un impianto di messa a terra permanente per garantire l'equipotenzialità delle parti conduttrici estranee e la sicurezza dell'impianto elettrico in caso di guasto di fase-terra. Saranno utilizzati conduttori di terra adeguatamente dimensionati, solitamente nastro di rame o cavi unipolari isolati, collegati a una matrice interrata di conduttori/nastri di rame.

La densità e la disposizione di questi conduttori dipenderanno dalle condizioni del terreno e dai livelli di guasto calcolati, seguendo le normative IEC 50522 e IEC 60479. Le finiture in pietra contribuiranno ad aumentare la resistenza del corpo elettrico. Ogni apparecchiatura, incluso trasformatori e reattanze shunt, avrà un collegamento dedicato alla rete di terra interrata, con componenti elettrici dotati di ridondanza. L'impianto sarà progettato e installato in conformità alla Guida CEI 99-5, che fornisce un'interpretazione completa della normativa IEC 50522.



Figura 2-38: Attività di collegamenti alla rete di messa a terra della sottostazione.

## 2.7.2 Illuminazione

Il piano di illuminazione seguirà la norma UNI EN 12464-1 per assicurare un adeguato livello di illuminamento nei luoghi di lavoro, rispettando le indicazioni di organizzazioni come l'*Institute of Lighting Professionals* per ridurre la luce di disturbo nelle aree esterne. Si utilizzeranno corpi illuminanti con ottiche asimmetriche per concentrare la luce nelle zone specifiche, come le aree di lavoro e gli ingressi degli edifici. I diversi ambienti saranno illuminati con livelli di lux adatti alle attività svolte, considerando anche la temperatura di colore e l'uniformità della luce.

Per ridurre il consumo energetico, si adotteranno controlli intelligenti e apparecchi a LED di lunga durata. Sensori passivi, unità di controllo fotoelettriche e blocchi orari regoleranno l'illuminazione esterna in base al tempo e alla presenza umana. Le aree sensibili come i quadri elettrici saranno escluse dai sensori di occupazione per motivi di sicurezza.

La progettazione terrà conto della manutenzione, utilizzando materiali resistenti e posizionando gli apparecchi in modo adeguato rispetto all'ambiente circostante. L'illuminazione di emergenza sarà conforme alle norme EN 1838 e CEI EN 50172 per garantire la sicurezza durante le evacuazioni.

## 2.8 Installazione

### 2.8.1 Opere preparatorie

Le attività preliminari per la realizzazione della Stazione Elettrica (Trasformazione o Connessione) includono diverse fasi:

- Preparazione dei punti di accesso al cantiere con strade temporanee adatte al transito di veicoli pesanti.
- Rimozione della vegetazione e del terriccio dalle aree di lavoro, sostituendo il terreno con uno strato di pietrisco se necessario.
- Delimitazione delle aree di lavoro con recinzioni di sicurezza.
- Installazione di una rete di drenaggio temporanea.
- Eventuale miglioramento del terreno e costruzione di muri di sostegno.
- Installazione di strutture temporanee come uffici e servizi igienici, con fornitura temporanea di acqua, elettricità e connessione a internet.
- Tutti i materiali di scarto saranno gestiti secondo la normativa vigente e potranno essere riutilizzati in loco o altrove, contribuendo alla gestione sostenibile delle risorse.

In sintesi, le attività iniziali includono la preparazione delle strade di accesso, la rimozione della vegetazione, la delimitazione delle aree di lavoro, l'installazione di infrastrutture temporanee e la gestione sostenibile dei materiali di scarto.

## 2.9 Opere civili

### 2.9.1 Lavori di preparazione

I lavori di preparazione delle aree di cantiere comprendono tutte le attività di scavo e riempimento, livellamento e spianamento del terreno dove verrà costruita la futura sottostazione (impianto principale, strade di accesso, drenaggio, recinzione).



Figura 2-39: Attività di preparazione delle aree di cantiere.

### 2.9.2 Strade di accesso

Le strade e i percorsi di accesso devono essere sufficientemente ampi da consentire il trasporto di veicoli pesanti e le operazioni di sollevamento di carichi pesanti in modo da gestire in tutta sicurezza le principali attrezzature dell'impianto.

Durante la costruzione, sono necessarie anche superfici temporanee (strade di trasporto) in materiali di pietra frantumata intorno alle aree di lavoro e alle aree di pertinenza per le opere civili e l'installazione delle attrezzature. La loro manutenzione sarà probabilmente necessaria più di una volta fino al completamento dell'installazione completa.



Figura 2-40: Esempio di costruzione della strada di accesso mediante misto stabilizzato.

### 2.9.3 Manufatti

Nella progettazione di una stazione elettrica, è fondamentale definire gli spazi destinati all'edificio di controllo e gestione, che ospiteranno apparecchiature primarie e ausiliarie, sistemi di controllo e protezione, uffici e servizi, dispositivi di misurazione e aree di stoccaggio.

Gli edifici sono realizzati solitamente in cemento armato prefabbricato o gettato in opera, con pareti in laterizio o mattoni. Anche se la Sardegna non è considerata ad alto rischio sismico, la progettazione terrà comunque conto di questo fattore.

La sicurezza è prioritaria, con sistemi antincendio conformi agli standard internazionali e nazionali, in linea con l'utilizzo dell'edificio. Il sistema di rivelazione automatica degli incendi comprende punti di chiamata manuale, rivelatori di fumo e calore cablati a un pannello di segnalazione incendio situato all'ingresso principale. All'esterno dell'edificio sono presenti segnalatori luminosi e acustici per indicare agli operatori del soccorso la posizione dell'uscita principale e del pannello di segnalazione incendio.

### 2.9.4 Fondazioni

Le fondazioni costituiscono una parte fondamentale del layout di questa sezione dell'impianto, supportando apparecchiature come trasformatori principali/ausiliari, scaricatori di sovratensione e isolatori per pali. La loro posizione deve essere chiaramente indicata nel disegno di progetto. La profondità varia solitamente da 1 m a 2 m, a seconda del carico e del tipo di cemento armato previsto, con il dimensionamento finale calcolato in una fase successiva della progettazione. Sopra di esse, vengono installate strutture in acciaio tramite bulloni di fissaggio immersi nel calcestruzzo, che supportano ulteriori componenti elettrici. La superficie deve essere antiscivolo e livellata per evitare

accumuli d'acqua, mentre gli angoli esposti sono smussati per prevenire il rischio di incidenti. Le fondazioni dei trasformatori richiedono particolare attenzione e precisione nella costruzione, data la maggiore complessità e gli sforzi necessari.



**Figura 2-41: Opere di fondazione in calcestruzzo.**

### **2.9.5 Drenaggio - Contenimento dell'olio**

Il drenaggio del sito si occuperà del deflusso delle acque di dilavamento, potenzialmente contaminate, e delle acque superficiali provenienti da tetti, strade e piazzali puliti. Il layout della sottostazione prevede un sistema di drenaggio efficiente e dispositivi specifici per separare l'olio dall'acqua in punti chiave.

Poiché diverse apparecchiature contengono olio, è cruciale minimizzare gli effetti delle eventuali perdite, raccogliendole in elementi strutturali attorno alle apparecchiature a rischio. Saranno utilizzati sistemi disoleatori per trattare le acque eventualmente contaminate da oli. Le fondazioni dei trasformatori o delle apparecchiature contenenti olio saranno configurate come vasche di contenimento per eventuali perdite, collegate alla rete di smaltimento delle acque piovane e trattate mediante disoleatori.

Le vasche per la raccolta dell'olio saranno dimensionate in conformità alla Norma CEI EN 61936-1.

### **2.9.6 Piano di drenaggio**

Per garantire un efficace drenaggio, la Stazione sarà dotata di sistemi separati per le acque reflue e superficiali. Il sistema di drenaggio delle acque reflue, provenienti dagli edifici, potrebbe collegarsi alla rete fognaria locale o utilizzare alternative come una fossa settica. Per gestire le acque di dilavamento superficiali, si installeranno intercettatori di olio, se necessario, per rimuovere contaminanti. Questi sistemi saranno progettati per gestire situazioni di alluvione e potrebbero

scaricare le acque trattate in un corso d'acqua locale o in un sistema di raccolta delle acque di dilavamento. Inoltre, si valuterà l'installazione di un sistema di drenaggio sostenibile (SuDS). Potrebbe essere necessario un intercettatore di oli per proteggere il sistema di acque superficiali a causa della presenza di trasformatori contenenti olio sul sito.

### 2.9.7 Passaggio dei cavi

I cavi all'interno della sottostazione possono essere direttamente interrati o posati attraverso condotti. Come raccomandazione generale, l'utilizzo di condutture/tubazioni è preferibile all'interno delle aree delle stazioni elettriche.



Figura 2-42: Tipologico di Posa dei cavi in prossimità di stazioni elettriche.

I vari tipi di cavidotti verranno posati interrati secondo le prescrizioni tecniche vigenti in materia, sia in termini di profondità che di modalità di posa.

### 2.9.8 Sicurezza del sito – Recinzioni

La protezione degli impianti elettrici è considerata critica per motivi di sicurezza e protezione durante la costruzione e la vita operativa. In genere, questa protezione è assicurata dall'installazione di recinzioni attorno al perimetro esterno della stessa e se la Stazione è definita di valore strategico come infrastruttura, si possono applicare ulteriori specifiche di sicurezza alla progettazione e all'installazione della recinzione.



**Figura 2-43: Tipica recinzione di sicurezza per stazioni elettriche.**

Si precisa che anche la scelta della tipologia di recinzione e di tutte le altre apparecchiature sarà fatta in funzione della normativa tecnica vigente ed in base, ad eventuali esigenze paesaggistiche del territorio.

### **2.9.9 Protezione antincendio**

Le apparecchiature delle Stazioni sono spesso riempite di olio utilizzato per l'isolamento e il raffreddamento, ad esempio nei trasformatori e nei reattori, nei generatori diesel, negli impianti di stoccaggio e nei terminali di sigillatura dei cavi.

È riconosciuto che la protezione antincendio è essenziale per salvaguardare il personale e la sicurezza dell'impianto. I metodi più comuni da applicare sin dalla fase di progettazione sono:

- Lo spazio sufficiente tra le campate;
- Pareti tagliafuoco da installare in posizioni critiche, ove previsto da normativa;
- Strutture idriche ad alta pressione o sistemi sprinkler a diluvio, per come previsto da normativa;
- La disposizione delle vie/percorsi di fuga e la creazione di punti di allarme per il personale.

### **2.9.10 Lavori elettrici**

Gli interventi elettrici rappresentano una fase cruciale nella realizzazione di una Stazione Elettrica, caratterizzati da un livello di complessità rilevante. Le attività principali includono l'installazione del sistema di messa a terra, il montaggio delle apparecchiature chiave come trasformatori e quadri



elettrici ad alta tensione, la posa dei circuiti e dei cavi HV, fibra ottica e telecomunicazione, nonché l'installazione dell'illuminazione esterna.

Sono previste anche l'installazione e il collegamento di dispositivi di misurazione e controllo come pannelli di misurazione dei servizi ausiliari e trasformatori di corrente/tensione, in linea con gli standard del settore. Altri interventi includono la protezione contro i fulmini, l'allestimento della sala di controllo con sistemi di protezione e controllo, e la fornitura di componenti ausiliari come apparecchiature di alimentazione AC.

Sono inoltre pianificate misure di resistenza di terra e di tensioni di contatto e di passo, insieme a attività di messa in servizio e test. La Figura 2-44 fornisce un esempio di installazione di un interruttore automatico in una sottostazione di trasmissione all'aperto.



**Figura 2-44: Cantiere di una sottostazione elettrica.**

## 2.10 Operazioni e manutenzione

Le operazioni e la manutenzione della sottostazione seguono regole specifiche, garantendo la presenza costante di almeno due persone per motivi di sicurezza. La sottostazione opera entro i limiti elettrici stabiliti e richiede una manutenzione iniziale inferiore nei primi anni di attività, aumentando poi nel tempo. La manutenzione proattiva è preferibile per prevenire problemi futuri e massimizzare le entrate.

## 2.11 Dismissione

La dismissione della sottostazione avviene in coordinamento con il Gestore della Rete di Trasmissione, seguendo piani specifici per il recupero e lo smaltimento dei materiali. Le apparecchiature elettriche e le strutture vengono rimosse e trasportate per il riutilizzo, il riciclaggio o lo smaltimento. Le parti in cemento armato vengono demolite e recuperate, mentre i materiali non riutilizzabili vengono trattati come rifiuti.

## 2.12 Considerazioni generali

L'accesso al sito e il trasporto delle attrezzature sono pianificati in modo da minimizzare l'impatto sul traffico locale, con una valutazione accurata dei percorsi e dei potenziali ostacoli. Durante la costruzione, sarà implementato un piano di traffico per ridurre l'impatto sulle strade e sul traffico locale. I materiali di scarto saranno smaltiti in modo appropriato, con la terra rimossa riutilizzata o consegnata a terzi per un utilizzo adeguato.

I requisiti di manutenzione di una sottostazione sono unici per ogni tipologia e configurazione costruttiva. Si applicano tuttavia alcune regole generali:

- Quando è richiesta la presenza di personale in loco, ci saranno almeno 2 persone in ogni momento (24 ore su 24, 7 giorni su 7). Si tratta di una misura critica per la salute e la sicurezza, poiché la sottostazione si trova in un'area rurale.
- La sottostazione funziona entro il suo campo di lavoro (limiti elettrici specificati) e non lo supera regolarmente.
- I requisiti iniziali di manutenzione della sottostazione nei primi cinque-dieci anni di funzionamento saranno inferiori rispetto ai requisiti di lavoro della stessa sottostazione in un secondo momento;
- In genere, una sottostazione richiede più manutenzione e lavori dopo il completamento per correggere eventuali problemi derivanti dall'installazione. Questo potrebbe avvenire sotto forma di visite regolari bimestrali al sito, durante le quali potrebbero essere eseguiti diversi interventi in una sola volta.

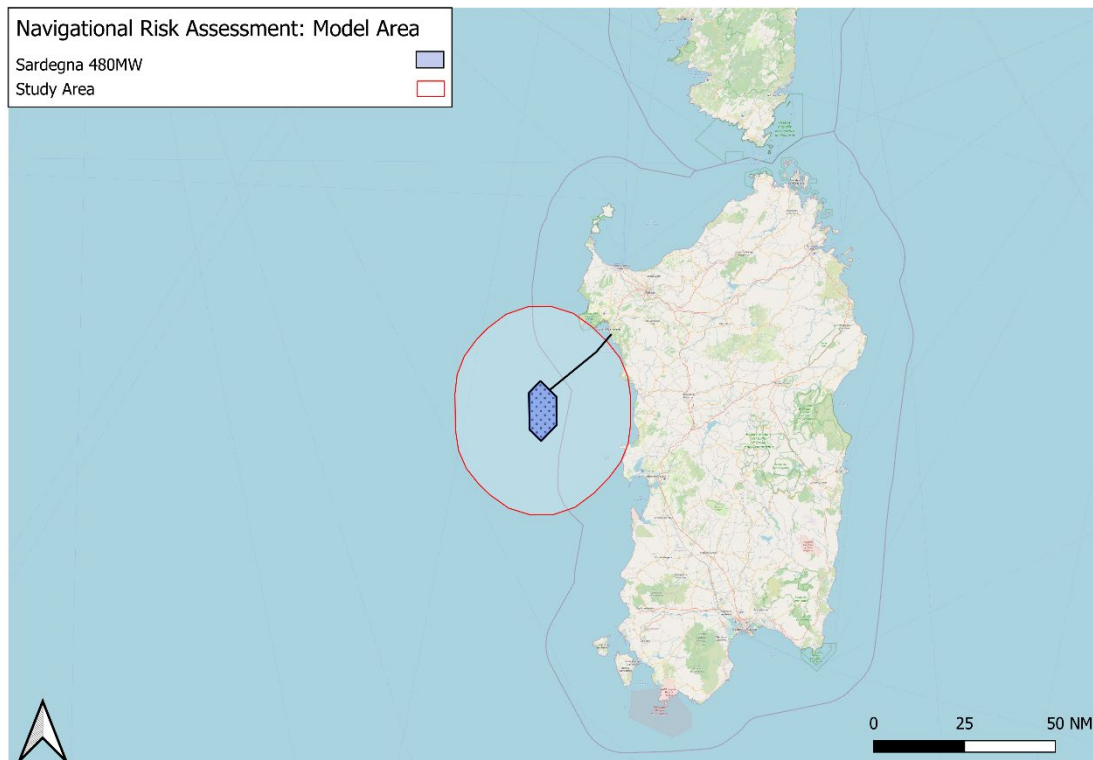
Una manutenzione più intensiva può essere richiesta anche quando la sottostazione raggiunge un'età superiore a quella ottimale per le prestazioni, ma ancora in vita. Questo tipo di programma di riparazione viene definito manutenzione proattiva, che agisce su un problema prima che si verifichi, piuttosto che un programma di manutenzione correttiva che reagisce a un problema solo dopo che si è verificato, causando, nel peggiore dei casi, una perdita di entrate. Alcune di queste importanti procedure di revisione richiederanno lo spegnimento di alcune apparecchiature della sottostazione.

## 2.13 Sicurezza delle opere a mare

### 2.13.1 Contesto geografico – confini area di studio

È stato definito un perimetro geografico di circa 20NM intorno al sito di sviluppo proposto e limitiamo l'analisi in gran parte all'area all'interno di questo perimetro.

Quest'area definita - "area modello", rappresentata dal contorno rosso nella Figura 2-45 - copre un'ampia estensione geografica intorno allo sviluppo.

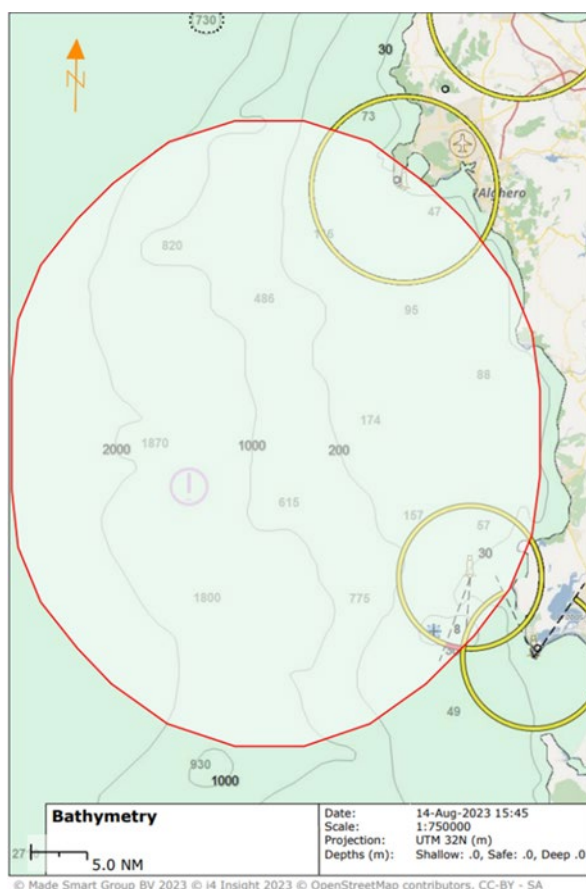


**Figura 2-45: Area del modello.**

Le coordinate di questo poligono, utilizzate per determinare i confini del modello e importate nel software IWRAP Mk2.

### 2.13.2 Batimetria

Un'indicazione di primo livello delle caratteristiche batimetriche (contorni di profondità) dell'area del modello, come indicato nel software di cartografia nautica, è fornita nella Figura 2-46.



**Figura 2-46: Batimetria di primo livello dell'area del modello.**

La profondità dell'acqua nel sito rende estremamente improbabile che le imbarcazioni si incagli vicino ad esso, quindi il rischio di incaglio non è stato considerato nello sviluppo. Nel modello di rischio IWRAP Mk2, la bassa profondità dell'acqua influenza la capacità di un'imbarcazione alla deriva di utilizzare l'ancora per fermarsi, riducendo il rischio di collisione. Tuttavia, dato che la profondità delle acque nel sito proposto è tale che le imbarcazioni difficilmente possono evitare le infrastrutture mediante l'ancoraggio, questo effetto non è stato incluso nella modellazione IWRAP.

### 2.13.3 Rischi di navigazione

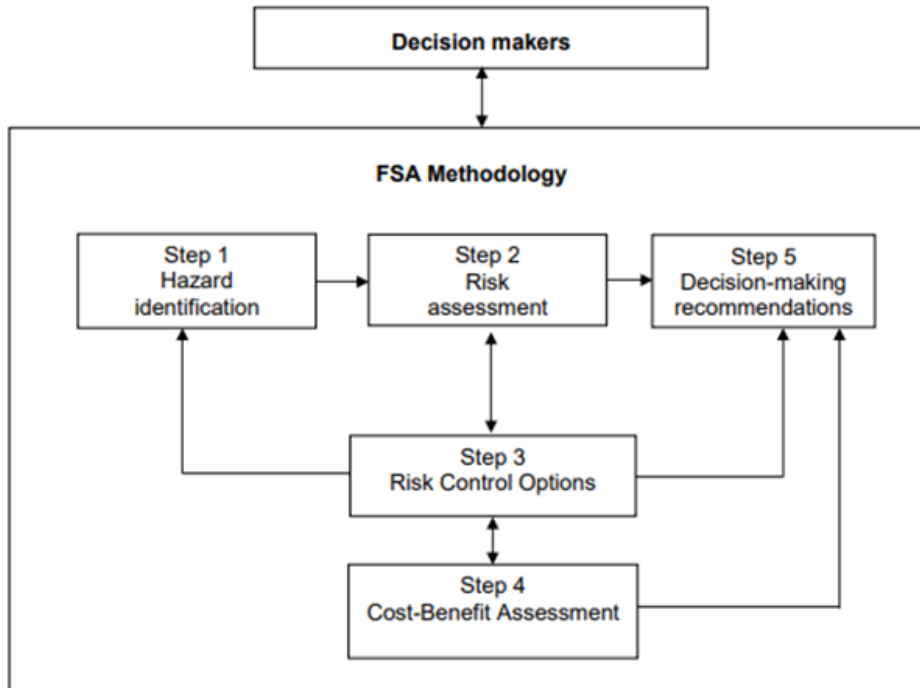
Il processo di valutazione del rischio relativo alla navigazione, in assenza di una guida nazionale italiana specifica.

Si è deciso quindi di adottare la metodologia *IMO Formal Safety Assessment (FSA)* come linea guida, come descritto nella circolare MSC-MEPC.2/Circ.12/Rev.2 e riassunta nella Figura 2-47.

La metodologia FSA prevede di iniziare le analisi con la definizione del problema da affrontare e lo sviluppo di un modello generico per descrivere le funzioni e le caratteristiche comuni alle analisi di problemi simili. Nel caso della navigazione, il problema è definito dalle caratteristiche dei pericoli presenti nell'area geografica in questione, come collisioni tra navi, allisioni (collisioni con strutture fisse) ed incagli.

Il rischio associato a tali pericoli è dinamico e dipende dalle dimensioni del traffico marittimo e dalla struttura delle interazioni tra le navi e le strutture fisse presenti nell'area di interesse. Il modello

generico utilizzato per interpretare questo rischio è principalmente basato sui parametri del software IWRAP (*IALA Waterway Risk Assessment Program*) Mk 2.



**Figura 2-47: Diagramma di flusso della metodologia FSA.**

Maggiori dettagli e studi sono consultabili nell'elaborato OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-09 Relazione di Valutazione dei Rischi della Navigazione.

## 3. Analisi ambiente di progetto

### 3.1 Producibilità energetica

La producibilità di un impianto eolico è un aspetto cruciale da valutare per garantire la sua efficienza e la sua redditività nel lungo termine. Nel presente paragrafo si analizza la producibilità dell'impianto eolico offshore flottante, situato al largo della costa occidentale della Sardegna.

#### 3.1.1 Contesto

Mistral si sviluppa in un'area strategica al largo della costa occidentale della Sardegna, sfruttando le potenzialità energetiche del Mar Mediterraneo. Con una potenza installata di 480 MW, questo impianto si propone di diventare una fonte significativa di energia rinnovabile per la regione e oltre.

#### 3.1.2 Obiettivi

L'obiettivo principale di questa sezione è valutare la producibilità dell'impianto eolico offshore Mistral. Ciò include l'analisi della produzione energetica attesa, la valutazione delle risorse eoliche disponibili nell'area, nonché la considerazione di fattori tecnici e meteorologici che influenzano l'efficienza operativa dell'impianto.

Attraverso il settore dell'energia eolica in mare aperto, il raggiungimento dei traguardi minimi (8,5 GW entro il 2030 e 18,5 GW entro il 2040), essenziali per allineare il nostro Paese con la strategia europea di sviluppo delle energie rinnovabili, porterebbe a:

- una produzione energetica di circa 25,5 TWh entro il 2030 e 55,5 TWh entro il 2040, equivalenti rispettivamente al 7% e al 13% del fabbisogno elettrico nazionale;
- la riduzione di quasi 13.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> entro il 2030 e di circa 28.000 tonnellate entro il 2040;
- il risparmio di quasi 2,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio entro il 2030 e di circa 4,8 milioni di tonnellate entro il 2040, pari rispettivamente a 15 e 32,6 miliardi di barili all'anno, contribuendo notevolmente all'indipendenza energetica del paese;
- investimenti stimati a circa 25 miliardi di euro entro il 2030 e 55 miliardi entro il 2040;
- la creazione di circa 104.000 posti di lavoro entro il 2030 per la fase di pre-costruzione e costruzione, e di 41.000 posti di lavoro per la fase di esercizio, mentre entro il 2040 queste cifre si attesterebbero a circa 227.000 unità per la fase di pre-costruzione e costruzione, e a 90.000 unità per la fase di esercizio.

A livello globale, l'*International Renewable Energy Agency* (IRENA) stima che la capacità eolica offshore necessaria per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sia di 228 GW entro il 2030 e di 1000 GW entro il 2050; la strategia europea prevede una capacità installata di almeno 60 GW entro il 2030 e compresa tra un minimo di 300 GW e un massimo di 450 GW entro il 2050. Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), entro il 2040 l'energia eolica offshore rappresenterà la metà della produzione eolica in Europa.

La capacità dei progetti attualmente in corso in Italia, limitandosi ai soli soci di AERO, ammonta a oltre 30 GW. AERO collabora costantemente con le Istituzioni per sviluppare un piano del comparto offshore in linea con le politiche europee e internazionali.

### 3.1.3 Metodologia

La valutazione della producibilità è stata condotta utilizzando una combinazione di dati di progetto, modelli meteorologici e analisi delle risorse eoliche. Sono stati considerati i dati tecnici delle turbine eoliche utilizzate nell'impianto Mistral, nonché le caratteristiche del sito, comprese le profondità marine, le condizioni del vento e i modelli di turbolenza.

La relazione specialistica OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-26 Relazione Tecnica di Producibilità affronta e approfondisce specifici aspetti della producibilità dell'impianto eolico offshore Mistral. Questi includono:

- Caratteristiche dell'impianto: una panoramica dettagliata dell'impianto e delle sue specifiche tecniche.
- Analisi della Risorsa Eolica: una valutazione delle risorse eoliche nell'area dell'impianto, comprese le velocità del vento, le frequenze e le direzioni prevalenti.
- Produzione Energetica Attesa: una stima della produzione energetica annua dell'impianto, tenendo conto delle caratteristiche tecniche delle turbine e delle condizioni del sito.
- Fattori di Influenza sulla Producibilità: un'analisi dei fattori tecnici, meteorologici e operativi che possono influenzare la producibilità dell'impianto.
- Conclusioni e Raccomandazioni: una sintesi delle principali conclusioni emerse dall'analisi e delle eventuali raccomandazioni per ottimizzare la producibilità dell'impianto eolico offshore Mistral.

### 3.1.4 Risultati analisi di producibilità

Per quanto riguarda la producibilità netta, è stata ottenuta considerando mediamente un valore di perdite tecniche pari circa al 15%. Occorre precisare che, anche in ambito offshore, la tecnologia è attualmente in continuo sviluppo e le varie case costruttrici di turbine eoliche stanno lavorando su nuove piattaforme con potenze anche superiori ai 15 MW per aerogeneratore qui considerati, con caratteristiche anche ottimizzate per classi di vento tipiche del Mar Mediterraneo.

Rispetto a tutto quanto sopra esposto ne deriva che per il layout in esame e con le caratteristiche dell'aerogeneratore previsto in progetto è possibile considerare una producibilità netta per il Parco Eolico Flottante Mistral pari a 2.913 ore equivalenti.

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

**Tabella 4-1: Turbina di progetto.**

Il progetto prevede una prevista emissione di CO<sub>2eq</sub> di circa 0,8 Mton CO<sub>2eq</sub>, considerando la fase di costruzione, esercizio e decommissioning, nonché le emissioni legate all'approvvigionamento dei materiali e alla logistica.

L'adozione di impianti ad energia rinnovabile, come l'eolico offshore, è cruciale nella lotta al cambiamento climatico e nella riduzione delle emissioni di gas serra, contribuendo agli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'Agenda 2030.

### 3.2 Studio Oceanografico e Meteomarinario

Lo studio oceanografico e meteomarinario, presentato nella relazione specialistica OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-10 OCEANOGRAFICA E METEOMARINA, comprende una serie di strumenti e metodologie, utili ad analizzare e verificare i dati meteomarinari esistenti, nonché a condurre una modellazione e una valutazione dei parametri di vento, onde, correnti e livello dell'acqua specifici per le aree di progetto relative al Parco Eolico Flottante Mistral (Figura 2 5). Inoltre, lo studio valuterà i valori operativi ed estremi (alla base della progettazione) applicabili al sito prescelto.

- Lo studio meteomarinario comprenderà le seguenti attività:
- Raccolta dati;

Valutazione della progettazione preliminare per le condizioni meteorologiche, che comprendono vento, onde, livello del mare e correnti.

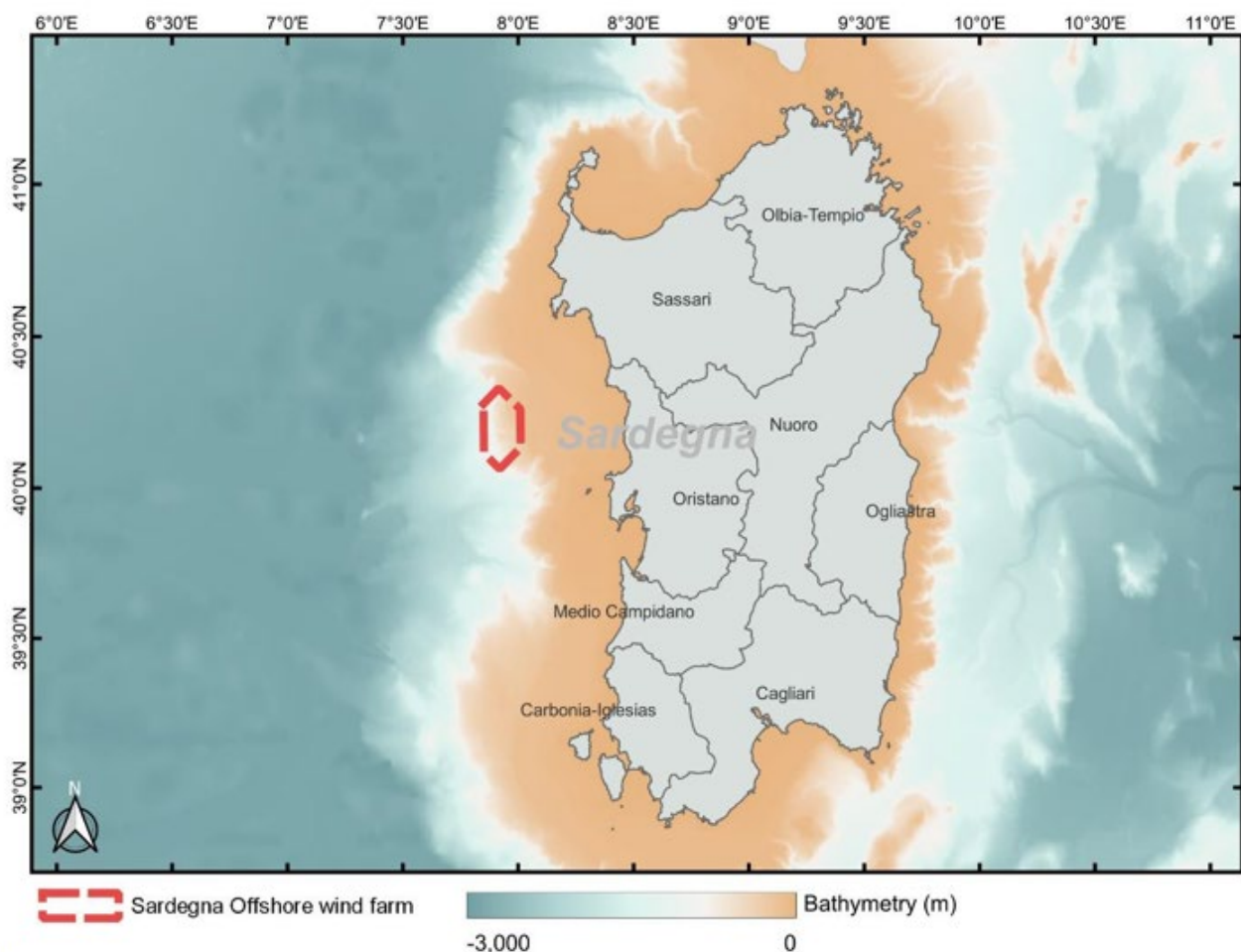


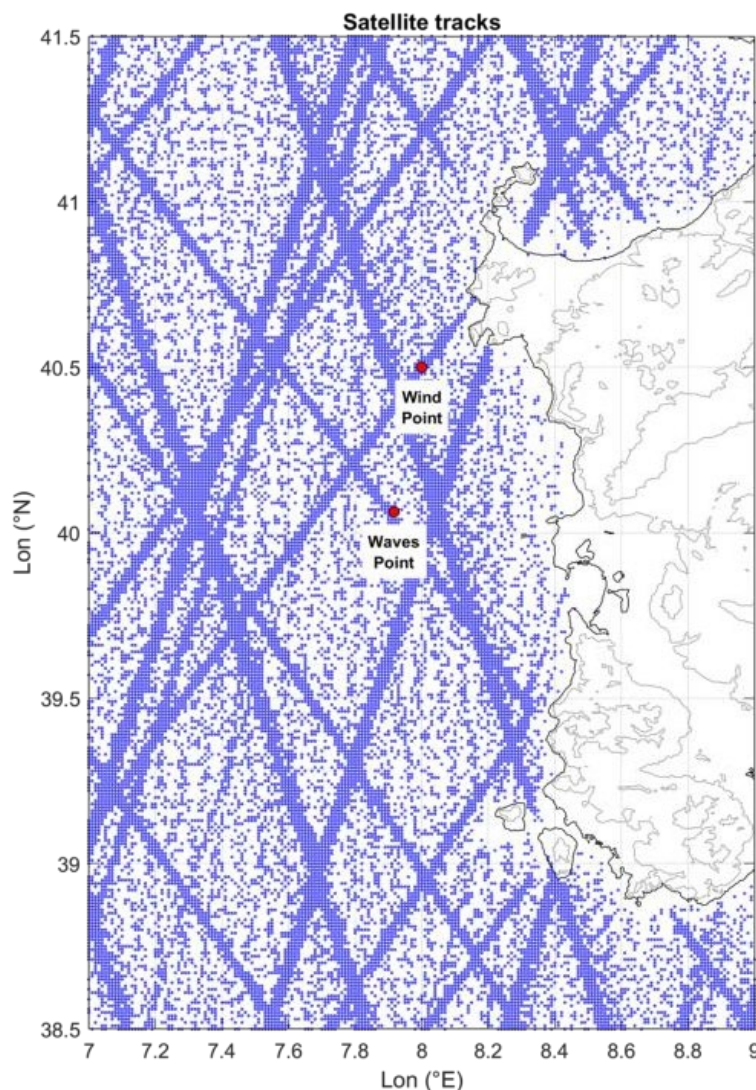
Figura 4-1: Sito del progetto Parco Eolico Flottante Mistral



Sono stati utilizzati diversi database per raccogliere dati riguardanti il vento, le onde, le correnti e il livello dell'acqua. I principali database includono ECMWF-ERA5 per il vento, CMEMS Med-WAV per le onde, e CMEMS Med-MFC insieme al database TPXO per le correnti e il livello dell'acqua. I dati sono stati estratti da punti specifici nell'area di interesse, con particolare attenzione alla conservazione nella caratterizzazione del sito del Progetto.

I dati sono stati raccolti su una vasta gamma di periodi temporali e sono stati confrontati e calibrati utilizzando dati satellitari e in-situ per garantire la loro accuratezza. Ad esempio, per il vento, sono state utilizzate le serie temporali del database ECMWF-ERA5, mentre per le onde sono state estratte dal sistema CMEMS Med-WAV.

Analogamente, le serie temporali delle correnti e dei livelli dell'acqua sono state ottenute da CMEMS Med-MFC e dal database TPXO. I dati satellitari sono stati utilizzati per la convalida dei dati del vento e delle onde, fornendo una copertura spaziale globale e riducendo il rischio di malfunzionamenti dei sensori o perdite di dati durante eventi gravi.



**Figura 4-2: Tracce satellitari intorno all'area di progetto.**

Infine, per garantire l'accuratezza dei dati, è stata effettuata una verifica incrociata utilizzando la tecnica del grafico Q-Q e, se necessario, sono state apportate correzioni del bias.

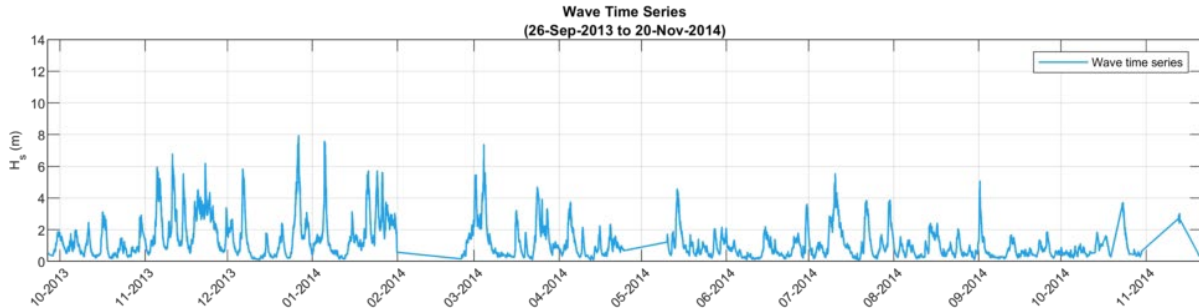


Figura 4-3: Serie temporale dell'onda misurata.

L'approccio adottato ha consentito di ottenere dati affidabili e accurati per l'analisi meteomarina nell'area di interesse.

### 3.2.1 Analisi dei valori estremi (EVA)

L'analisi dei valori estremi (EVA) è stata utilizzata come base per i criteri di progettazione meteomarina nel presente studio. Questa tecnica si concentra sulla probabilità di eventi eccezionalmente alti o bassi, utilizzando distribuzioni come la distribuzione di Gumbel, la distribuzione di Fréchet o la distribuzione di Weibull. Nel caso dei dati meteomarina, le distribuzioni sono state adattate a dati come velocità del vento, altezza delle onde e periodi di picco. Ad esempio, per l'altezza massima delle onde, è stata utilizzata una distribuzione di Forristall per tenere conto della larghezza di banda finita dei mari.

Per integrare la variabilità a breve e lungo termine, è stato utilizzato il Metodo Tromans & Vanderschuren (TVM).

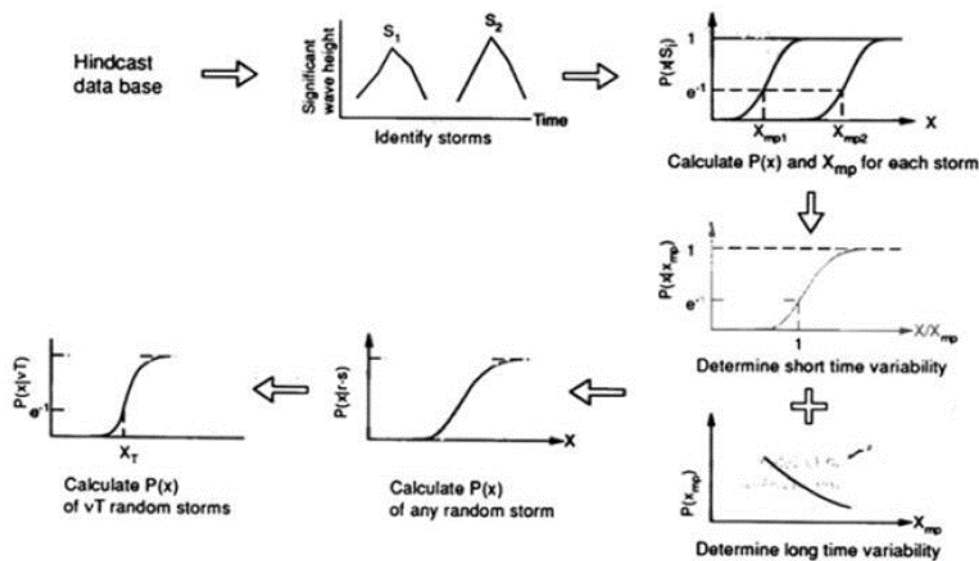


Figura 4-4: Adattato da Tromans & Vanderschuren.

Questo metodo combina modelli a breve termine per stimare l'altezza d'onda massima individuale durante una tempesta con modelli a lungo termine per considerare la variabilità nel tempo. Utilizzando la distribuzione *Generalized Extreme Value* (GEV) o la *Generalized Pareto Distribution* (GPD), sono stati adattati modelli statistici ai dati raccolti per stimare l'altezza massima delle onde su un periodo di ritorno selezionato.

Infine, sono stati stimati anche il periodo di picco spettrale e il periodo d'onda associato all'altezza massima dell'onda, utilizzando relazioni specifiche basate sull'altezza delle onde e il periodo.

Questi metodi permettono di ottenere stime affidabili e accurate delle condizioni meteomarine estreme per scopi di progettazione e analisi.

### 3.2.2 Condizioni attuali

Nell'ambito delle condizioni attuali, sono stati analizzati diversi aspetti, tra cui le correnti estreme, il profilo verticale delle correnti, le oscillazioni di marea e i livelli del mare estremi.

Le correnti estreme sono state valutate combinando il flusso residuo estremo con il flusso massimo di marea, tenendo conto della correlazione tra di essi attraverso un fattore di riduzione della probabilità congiunta (JPRF).

Per quanto riguarda il profilo verticale delle correnti, è stato utilizzato un modello di legge di potenza standard per scalare i dati delle correnti superficiali a livelli di riferimento alternativi nella colonna d'acqua.

Le oscillazioni di marea sono state analizzate attraverso l'analisi armonica, che ha permesso di estrapolare la componente deterministica delle maree e evidenziarne le principali caratteristiche.

Infine, sono stati derivati i livelli estremi positivi e negativi di acqua ferma, così come i livelli del mare totali di progetto, utilizzando diverse combinazioni di marea, cresta d'onda e elevazione residua.

### 3.2.3 Criteri operativi – Vento

Per quanto riguarda i criteri operativi relativi al vento, sono state fornite statistiche dettagliate sulla velocità del vento a 10 m AMSL, tra cui media mensile e annuale, massimo, deviazione standard e percentili. Sono stati anche presentati grafici e tabelle che mostrano la distribuzione di frequenza della velocità del vento rispetto alla direzione del vento, insieme alle distribuzioni mensili della velocità del vento a diverse soglie.

Nell'elaborato specialistico si espone una panoramica della percentuale di vento al di sotto di diverse soglie di velocità per ogni mese dell'anno, sia a 10 m sopra il livello medio del mare (AMSL) che a 200 m AMSL.

Questo è seguito da statistiche dettagliate sulla velocità del vento, compresi valori medi, massimi, deviazione standard e percentili, sia a 10 m AMSL che a 200 m AMSL. Sono presentate anche distribuzioni di frequenza della velocità del vento rispetto alla direzione del vento in arrivo e istogrammi delle distribuzioni di frequenza del vento.

Successivamente, vengono forniti criteri operativi relativi alle onde, con statistiche mensili e annuali sull'altezza significativa delle onde, insieme a distribuzioni di frequenza dell'altezza delle onde rispetto alla direzione dell'onda in arrivo. Sono incluse anche distribuzioni mensili dell'altezza significativa delle onde al di sotto di diverse soglie e distribuzioni di frequenza dell'altezza significativa delle onde rispetto al periodo di picco dell'onda.

Infine, sono presentati criteri operativi relativi alle correnti, con statistiche mensili e annuali sulla velocità totale della corrente di superficie, distribuzioni di frequenza della velocità della corrente

rispetto alla direzione della corrente in arrivo e istogrammi delle distribuzioni di frequenza della corrente totale di superficie.

### 3.2.4 Criteri Operativi - Livelli dell'Acqua

Analisi armonica sul livello dell'acqua di marea per identificare le componenti e calcolare i livelli dell'acqua di marea.

Descrizione dei descrittori di marea, delle escursioni normali del livello dell'acqua e del regime di marea.

### 3.2.5 Condizioni estreme

Inoltre al fine di amplificare il livello di tutela in condizioni estreme del sistema sono state considerati anche i seguenti parametri:

- Venti Estremi:

Valutazione dei valori estremi delle velocità del vento a 10 metri e 200 metri sul livello del mare.

Dati per diversi periodi di ritorno e durate della velocità media del vento.

- Onde Estreme:

Valutazione delle onde estreme da serie temporali.

Valutazione dei valori per diversi periodi di ritorno e parametri associati.

- Correnti Estreme:

Valutazione delle correnti estreme in superficie, a media profondità e in prossimità del fondale.

Dati per diversi periodi di ritorno.

- Livelli del Mare Estremi:

Definizione dei componenti dell'intervallo di livello del mare estremo e dei livelli del mare totali estremi raccomandati.

- Innalzamento del Livello del Mare:

Aspettative sulle variazioni a lungo termine del livello del mare dovute ai cambiamenti climatici.

Tendenze regionali del livello del mare e previsioni per il sito di progetto.

- Caratteristiche delle masse d'acqua:

Statistiche mensili dei parametri marini (temperatura, salinità, densità dell'acqua) lungo la colonna d'acqua.

Profili verticali mensili dei parametri dell'acqua di mare.

### 3.2.6 Parametri atmosferici

In questa sezione vengono forniti i parametri statistici mensili atmosferici (i.e. temperatura dell'aria, umidità, pressione atmosferica e visibilità) raccolti tramite il database ECMWF e CMEMS CAM-EGG4.

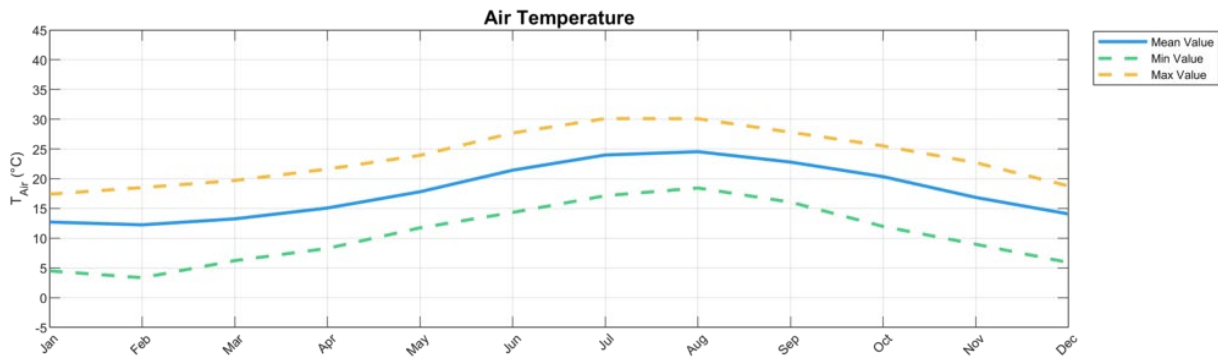


Figura 4-5: Temperatura media mensile dell'aria.

Air Temperature (°C)												
Month	Januray	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Min	4.5	3.3	6.2	8.3	11.7	14.3	17.1	18.4	16.1	12.0	9.0	5.9
Mean	12.7	12.2	13.2	15.1	17.8	21.4	24.0	24.5	22.8	20.3	16.8	14.1
Max	17.4	18.5	19.7	21.6	23.9	27.7	30.1	30.1	27.8	25.5	22.7	18.8

Tabella 4-2: Temperatura media mensile dell'aria.

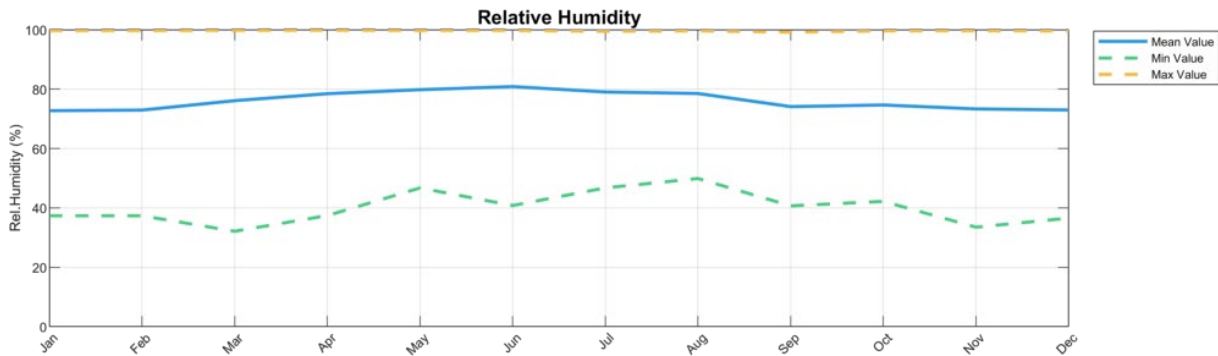


Figura 4-6: Umidità media mensile.

Relative Humidity (%)												
Month	Januray	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Min	37	37	32	37	47	41	47	50	41	42	34	37
Mean	73	73	76	78	80	81	79	79	74	75	73	73
Max	100	100	100	100	100	100	100	100	99	100	100	100

Tabella 4-3: Umidità media mensile.

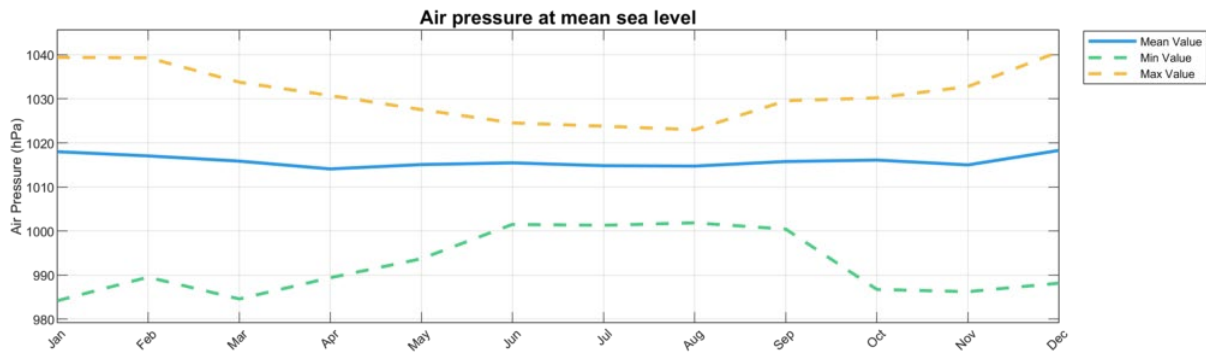


Figura 4-7: Pressione atmosferica media mensile al livello medio del mare.

Pressione atmosferica a livello del mare (hPa)												
Mese	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giugno	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Min	984	990	985	989	994	1002	1001	1002		987	986	988
Media	1018	1017	1016	1014	1015	1015	1015	1015	1016	1016	1015	1018
Massimo	1039	1039	1034	1031	1028	1025	1024	1023	1030	1030	1033	1041

Tabella 4-4: Pressione atmosferica media mensile al livello medio del mare.

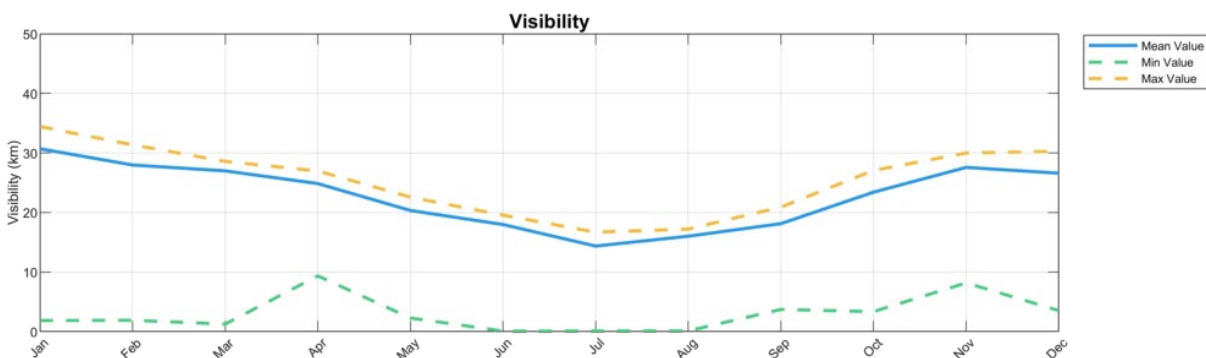


Figura 4-8: Visibilità media mensile.

Visibility (km)												
Month	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Min	2	2	1	9	2	0	0	0	4	3	8	4
Mean	31	28	27	25	20	18	14	16	18	23	28	27
Max	34	31	29	27	23	20	17	17	21	27	30	30

Tabella 4-5: Visibilità media mensile.

### 3.2.7 Risultati

I risultati principali di questo studio meteo-oceanografico per il sito possono essere così riassunti:

1. Le velocità massime del vento rientrano nella classe 26-28 m/s e provengono principalmente dai settori NW. Il valore massimo della velocità del vento è di 26,1 m/s. I venti prevalenti soffiano principalmente dai settori N-NW (circa il 59%). Circa il 99% degli eventi totali è

- caratterizzato da una velocità inferiore o uguale a 16,6 m/s. I venti estremi orari a 10 m sul livello del mare per il periodo di ritorno di 1 e 100 anni sono rispettivamente 19,1 e 26,6 m/s.
2. Per quanto riguarda le onde, circa il 99% degli eventi totali è caratterizzato da altezze significative inferiori o al massimo uguali a 5,7 m, mentre solo l'1% delle onde supera questo valore. Le onde provengono principalmente da N-NW (circa il 70% degli eventi), caratterizzate da onde fino a un massimo di 11,05 m. I periodi di picco massimo rientrano nella classe 14 s. Le onde estreme relative al periodo di ritorno di 1 e 100 anni sono rispettivamente di 7,2 m e 11,5 m.
  3. L'escursione di marea è stimata in circa 32 cm.
  4. Il regime delle correnti superficiali è caratterizzato da circa il 99% degli eventi totali con velocità di corrente inferiori o al massimo uguali a 0,6 m/s. Il regime di corrente è diretto principalmente verso S-SE (circa il 42% degli eventi), caratterizzato da regimi di corrente fino ad un massimo di 1,38 m/s. I valori estremi di corrente superficiale associati ai periodi di ritorno di 1 e 100 anni sono rispettivamente 0,84 m/s e 1,42 m/s.
  5. Infine, i dati CMEMS sono stati analizzati per ottenere i profili verticali di temperatura, salinità e densità dell'acqua di un punto rappresentativo dell'area in esame. Sono state inoltre incluse informazioni sulla temperatura media dell'aria locale, sulla pressione, sull'umidità e sulla visibilità.

Nello studio sono stati utilizzati i migliori dati meteo-oceanografici a lungo termine disponibili, ottenuti da vari modelli regionali. La Società proponente effettuerà anche un'indagine meteo-oceanografica dedicata sul sito, della durata di almeno un anno (12 mesi), che consentirà nella successiva fase di progettazione esecutiva un confronto adeguato tra i dati del modello hindcast presentati in questo rapporto e quelli ottenuti dalla rilevazione diretta sul campo. Questi dati saranno utilizzati in diversi workstream e studi successivi per lo sviluppo del Progetto, con un processo decisionale basato su dati informati per garantire il successo dell'esecuzione, la mitigazione dei rischi e la sostenibilità complessiva del progetto.

La raccolta continua di dati meteo-oceanografici per almeno un anno è fondamentale per cogliere la variabilità stagionale, l'andamento degli eventi meteorologici estremi, la stabilità del modello e stabilire un set di dati statisticamente significativo per la validazione del modello. Questo input affidabile e significativo, specifico per il sito, è necessario per la progettazione delle turbine eoliche flottanti, fornendo una rappresentazione completa delle condizioni meteorologiche e oceanografiche nelle diverse stagioni e contribuendo a garantire l'accuratezza del modello e la conformità ai requisiti normativi e di certificazione.

Le condizioni meteo-oceanografiche del sito comprendono una vasta gamma di fattori ambientali che possono influenzare la progettazione e la costruzione del parco eolico flottante e delle relative strutture. Un'analisi approfondita è presente nella relazione OW.ITA-SAR-GEN-OWC-ENV-RPT-10 Oceanografica e Meteomarina.

## 4. Conclusioni

L'analisi specialistiche fin qui condotte per la progettazione dell'impianto eolico offshore flottante Mistral, situato al largo della costa occidentale della Sardegna, ha dimostrato chiaramente il suo potenziale come fonte significativa di energia rinnovabile per la regione e oltre. Con una potenza installata di 480 MW, il progetto si pone come una risorsa fondamentale per raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile e di transizione energetica.

Considerando i traguardi minimi da raggiungere entro il 2030 e il 2040, la produzione energetica stimata di circa 25,5 TWh e 55,5 TWh rispettivamente, rappresenta una significativa quota del fabbisogno elettrico nazionale, contribuendo alla riduzione di quasi 13.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> entro il 2030 e di circa 28.000 tonnellate entro il 2040.

Oltre a questi benefici ambientali, l'impianto Mistral comporterebbe anche un notevole impatto positivo sull'economia locale e nazionale. Gli investimenti stimati a circa 25 miliardi di euro entro il 2030 e 55 miliardi entro il 2040, insieme alla creazione di circa 104.000 posti di lavoro entro il 2030 e 41.000 posti di lavoro per la fase di esercizio, dimostrano il potenziale di crescita economica e occupazionale legato al progetto.

Inoltre, il progetto contribuirebbe significativamente alla riduzione della dipendenza energetica del paese, risparmiando quasi 2,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio entro il 2030 e circa 4,8 milioni di tonnellate entro il 2040.

Da un punto di vista globale, il progetto si allinea con gli obiettivi internazionali di riduzione delle emissioni e di transizione verso fonti energetiche sostenibili. La capacità eolica offshore necessaria per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi è considerevole, e il progetto Mistral contribuirebbe significativamente a questo sforzo.

Infine, le analisi condotte a conferma della fattibilità e la robustezza del progetto, forniscono una base solida per la progettazione e l'esecuzione dell'impianto. La raccolta continua di dati, consentirà di migliorare ulteriormente la "nostra comprensione" delle condizioni ambientali nel sito e di ottimizzare la progettazione impiantistica.

In conclusione, l'impianto eolico offshore flottante Mistral rappresenta non solo un passo significativo verso la sostenibilità ambientale e energetica, ma anche un'opportunità unica per lo sviluppo economico e occupazionale della regione e del paese nel suo complesso. La sua approvazione e realizzazione sarebbero un passo fondamentale verso un futuro più verde e prospero per tutti.