

Preparato per
EP Produzione S.p.A.



Data
Gennaio 2023

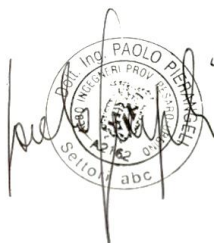
Preparato da
Ramboll Italy S.r.l.
Ufficio di Roma

Numero di Progetto
330003644

RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE OFF-SHORE DA 40 MW PROSPICIENTE IL PORTO INDUSTRIALE DI PORTO TORRES (SS)

**RELAZIONE TECNICA GENERALE
IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE OFF-SHORE
DA 40 MW PROSPICIENTE IL PORTO INDUSTRIALE DI
PORTO TORRES (SS)**

Società incaricata	Gruppo di lavoro
	Project Director: Ing. Emiliano Micalizio Project Manager: Ing. Raffaele Mascia/ Ing. Tiziana Di Marco Project Team: Agostina Fistrale/Luca Colombo/Chiara D'Antonio/Costanza Sironi/ Salvatore Midulla
	Project Manager: Ing. Paolo Pierangeli Project Team: Ing. Matteo Corvini/Francesco Monaco/Stefania Vitali/Ing. Alessandro Riminucci
Gennaio 2023	



INDICE

1.	INTRODUZIONE	0
1.1	Il proponente	1
1.2	Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento	3
2.	SCOPO DEL DOCUMENTO	7
3.	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	8
4.	DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITÀ	16
4.1	Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli individuati a mare	16
4.1.1	Aree Naturali protette	17
4.1.2	Paesaggio e turismo	20
4.1.3	Aree di interesse archeologico	24
4.1.4	Attività ricreative in mare	25
4.1.5	Inquadramento delle attività economiche della pesca	25
4.1.6	Attività industriali	27
4.1.7	Traffico navale	27
4.1.8	Traffico aereo	28
4.1.9	Aree militari e zone soggette a restrizioni	29
4.1.10	Aree per ricerca scientifica	30
4.1.11	Infrastrutture sottomarine	30
4.1.12	Rotte migratorie avifauna	31
4.1.13	Aree protette o di interesse biologico/ecologico in mare	34
4.2	Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli esistenti a terra	36
4.3	Inquadramento geologico e geomorfologico	37
4.3.1	Caratteristiche geologiche ed idrogeologiche	37
4.3.2	Inquadramento geomorfologico	39
4.4	Inquadramento meteomarinario	42
4.4.1	Livello idrometrico	42
4.4.2	Profilo Batimetrico	42
4.4.3	Vento	43
4.4.4	Moto Ondoso al largo	43
4.4.5	Moto Ondoso all'imboccatura del porto	43
4.4.6	Regime delle correnti	44
4.5	Inquadramento socioeconomico: attività economiche e turismo	45
5.	DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO	49
5.1	Parte a mare	49
5.1.1	Pannello fotovoltaico	50
5.1.2	Inverter di conversione cc/ca	51
5.1.3	Fondazione galleggiante	51
5.1.4	Pali di fondazione	52

5.1.5	Cavi elettrici	54
5.1.6	Risers	55
5.2	Parte a terra	55
5.2.1	Modulo di trasformazione (power station)	56
5.2.2	Cavidotto terrestre a 30kV	57
5.2.3	Cabina di trasformazione MT/AT	59
5.2.4	Cavidotto terrestre a 150kV	59
5.2.5	Cabina di misure e consegna	61
6.	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DELL'IMPIANTO OFFSHORE	62
6.1	Fasi di lavorazione :	62
6.1.1	Survey geofisica e geotecnica e di ingegneria di dettaglio	62
6.1.2	Rilievi strumentali e tracciamenti	62
6.1.3	Preparazione viabilità ed accessi	63
6.1.4	Preparazione aree stoccaggio e cantiere	63
6.1.5	Acquisto e consegna materiali in aree stoccaggio e cantiere	65
6.1.6	Installazione pali e sistemi d'ancoraggio	65
6.1.7	Assemblaggio zattere, strutture, moduli, inverter	66
6.1.8	Trasporto zattere e varo nell'area di installazione	66
6.1.9	Posa in opera trasformatori (BT/MT)	68
6.1.10	Posa cavi BT/Segnali e cablaggi a mare	68
6.1.11	Posa in opera trasformatore su locale esistente	69
6.1.12	Scavi elettrodotta AT	69
6.1.13	Posa elettrodotti MT ed AT	70
6.1.14	Adeguamento stazione utenza per allaccio impianto	72
6.1.15	Ripristino delle aree	73
6.1.16	Allaccio alla RTN (Rete Elettrica Nazionale) e messa in esercizio	73
7.	MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	74
8.	PIANO DI DISMISSIONE	75
9.	CRONOPROGRAMMA	76
10.	RIFERIMENTI	77

[TABELLE]

"[Double-click to insert a list of tables]"

[FIGURE]

"[Double-click to insert a list of figures]"

ALLEGATI

Nessuna voce di sommario trovata.

[DO NOT delete the following line since it contains a section break – delete this field before printing]

1. INTRODUZIONE

Il presente documento è stato redatto dal gruppo di lavoro indicato in copertina su incarico di EP Produzione S.p.A. (nel seguito EPP o il Proponente) e costituisce la relazione di producibilità del progetto di un impianto fotovoltaico flottante off-shore della potenza di 40 MW, e relative opere di connessione, che EPP intende installare nell'area prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS).

L'impianto fotovoltaico off-shore in progetto sarà installato al di fuori della diga foranea del porto industriale di Porto Torres, avrà un'estensione di circa 30 ha, interamente a mare, e verrà connesso tramite cavidotto alla sottostazione FS Olio a 150 kV ubicata in località Cabu Aspru, nel comune di Sassari, all'interno del perimetro della centrale termoelettrica gestita dalla Fiume Santo S.p.A., azienda controllata al 100% da EPP. La Fiume Santo S.p.A. ha, inoltre, in concessione la diga foranea e la banchina di Porto Torre, attualmente impiegata per l'attracco delle navi carboniere e l'approvvigionamento del carbone alla centrale stessa ove è prevista l'installazione dell'impianto fotovoltaico.

La sottostazione FS Olio di proprietà Fiume Santo S.p.a. è connessa con due linee a 150 kV alla stazione AT 150/380 kV denominata "Fiume Santo" della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

Il layout generale d'impianto prevede una prima trasformazione (da 0,4 kV a 30 kV) nelle cabine BT/MT installate in prossimità dei pannelli sulla diga foranea, quindi un ulteriore innalzamento della tensione (da 30 kV a 150 kV) presso la stazione di conversione MT/AT di nuova realizzazione ubicata in prossimità della costa. Da tale stazione si sviluppa il cavidotto che raggiunge la sottostazione FS Olio e quindi la stazione della RTN.

Il cavidotto percorrerà complessivamente circa 9,5 km sviluppandosi nel territorio dei due comuni Porto Torres e Sassari, di cui Fiume Santo costituisce una frazione.

Nelle **Tavole 01 a e 01b** è riportato l'inquadramento territoriale con la localizzazione dell'impianto e dell'elettrodotta di connessione rispettivamente su ortofoto.

Il progetto proposto da EPP ha un carattere di unicum nel panorama degli interventi legati ad energie rinnovabili per i quali è stato ad oggi avviato l'iter autorizzativo e risponde alla consultazione pubblica *Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.3 "Promozione impianti innovativi (incluso off-shore)"* alla quale EPP ha aderito in data 12 settembre 2022.

Uno degli ambiti innovativi riguarda la produzione di energia rinnovabile da centrali elettriche offshore, vista la necessità di ridurre l'impatto sul territorio, e la sperimentazione di poli di generazione innovativi, utilizzando più tecnologie in maniera integrata. I progetti finanziabili mediante l'investimento M2C2-1.3 del PNRR, infatti, sono quelli riconducibili alle seguenti due tipologie:

- a) *impianti eolici galleggianti e/o fotovoltaici galleggianti off-shore uniti a sistemi di stoccaggio dell'energia;*
- b) *impianti integrati con combinazione di due o più delle seguenti tecnologie: eolico offshore galleggiante, fotovoltaico galleggiante, impianti che sfruttano l'energia del mare (ad es. moto ondoso, maree).*

Il progetto oggetto del presente Studio ricade nella tipologia a) dal momento che l'impianto fotovoltaico galleggiante potrà essere accoppiato ad un sistema di stoccaggio del tipo a batterie, con capacità di accumulo fino a 200 MWh, da realizzarsi all'interno della centrale termoelettrica di Fiume Santo, per il quale è stata richiesta Autorizzazione Unica presso l'allora Ministero della

Transizione Ecologica. Il procedimento è stato formalmente concluso, si è in attesa del rilascio del documento di Intesa da parte della Regione Sardegna.

Tornando all'innovatività del progetto proposto si rileva che gli impianti fotovoltaici flottanti sono stati finora progettati e dimensionati per essere installati in laghi artificiali, laghi di cava o bacini idroelettrici, ossia in quelle che comunemente vengono denominate acque calme.

L'impianto oggetto del presente procedimento, invece, è costituito da piattaforme galleggianti modulari e flessibili, con caratteristiche specificatamente studiate in base al luogo di installazione al fine di risultare resistenti alla corrosione marina, a condizione meteorologiche severe e garantire l'integrità dei moduli anche se esposti a venti e onde.

L'intervento proposto da EPP, inoltre, è conforme al principale obiettivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) di decarbonizzazione del settore energetico realizzabile mediante la promozione di un'economia circolare che preveda azioni mirate ad aumentare l'efficienza energetica in tutti i settori e incrementare la produzione da fonti rinnovabili.

Il progetto proposto risulta pertanto utile al raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione del PNIEC.

1.1 Il proponente

Come mostrato nella Figura 1-1, EP Produzione è la società italiana di generazione elettrica del Gruppo energetico EPH e gestisce una capacità complessiva pari a 4,3 GW posizionandosi come quinto produttore di energia elettrica del Paese.

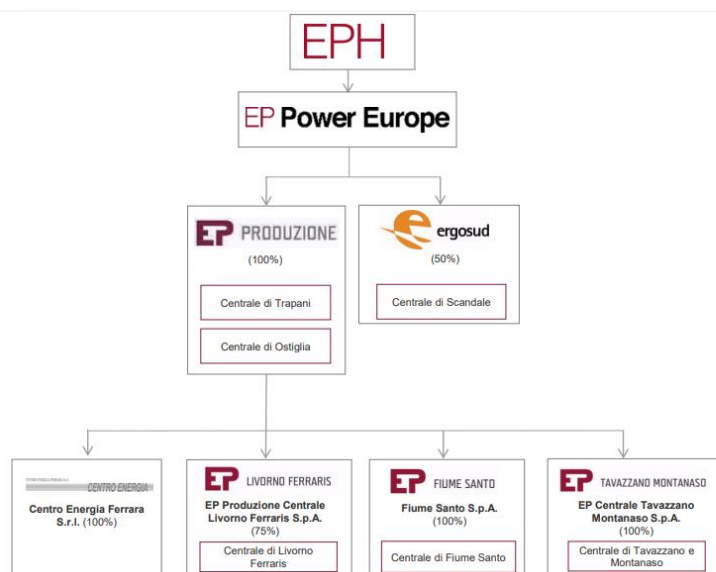


Figura 1-1: Struttura societaria EP Produzione

Il portafoglio di generazione di EP Produzione è costituito dalle seguenti sei centrali:

- quattro impianti a ciclo combinato (CCGT) efficienti e flessibili (si veda Figura 1-2 per la localizzazione geografica);
- un impianto turbogas a ciclo aperto (OCGT) in Sicilia;
- un impianto a carbone «essenziale» per la sicurezza del sistema elettrico in Sardegna.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

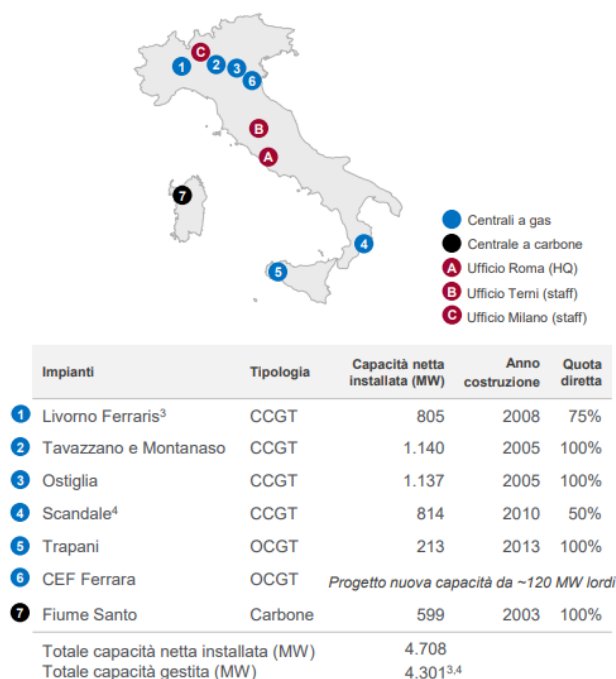


Figura 1-2: Localizzazione delle centrali termoelettriche di EP Produzione

EP Produzione ha un approccio a lungo termine, con un ruolo attivo nella transizione energetica mirando a diventare un riferimento per capacità di generare valore attraverso una gestione efficiente e flessibile degli impianti e migliorare ulteriormente le performance degli impianti, in termini di sostenibilità ambientale, efficienza e flessibilità.

EP Produzione è parte attiva nella transizione energetica attraverso progetti di sviluppo di nuova capacità; tra i progetti già autorizzati si riportano:

- un nuovo gruppo CCGT di ultima generazione da circa 800 MW presso la Centrale di Tavazzano e Montanaso (LO);
- una nuova unità CCGT dalla potenza di circa 880 MW presso la Centrale di Ostiglia (MN);
- quattro nuove unità OCGT di ultima generazione per 220 MW totali presso la Centrale di Trapani.

EPP ha aderito in data 12 settembre 2022 alla Consultazione pubblica *Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.3 "Promozione impianti innovativi (incluso off-shore)"*, nel quale si inserisce l'investimento M2C2-1.3 "Promozione impianti innovativi (incluso off-shore)" del PNRR, il cui obiettivo è supportare l'implementazione di sistemi di produzione di energia rinnovabile offshore in configurazioni innovative, per almeno 200 MW di capacità complessiva installata.

Il progetto proposto si compone di un impianto fotovoltaico offshore galleggiante con potenza di picco pari a 40 MW, situato nel tratto di mare antistante il porto industriale di Porto Torres.

1.2 Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento

Come mostrato nella **Figura 1-3**, l'impianto fotovoltaico off-shore in progetto sarà installato al di fuori della diga foranea del porto industriale di Porto Torres, avrà un'estensione di circa 30 ha, interamente a mare, e verrà connesso tramite cavidotto alla sottostazione FS Olio a 150 kV ubicata in località Cabu Aspru, nel comune di Sassari, all'interno del perimetro della centrale termoelettrica gestita dalla Fiume Santo S.p.A., azienda controllata al 100% da EPP.



Figura 1-3: Inquadramento su ortofoto dell'impianto fotovoltaico off-shore

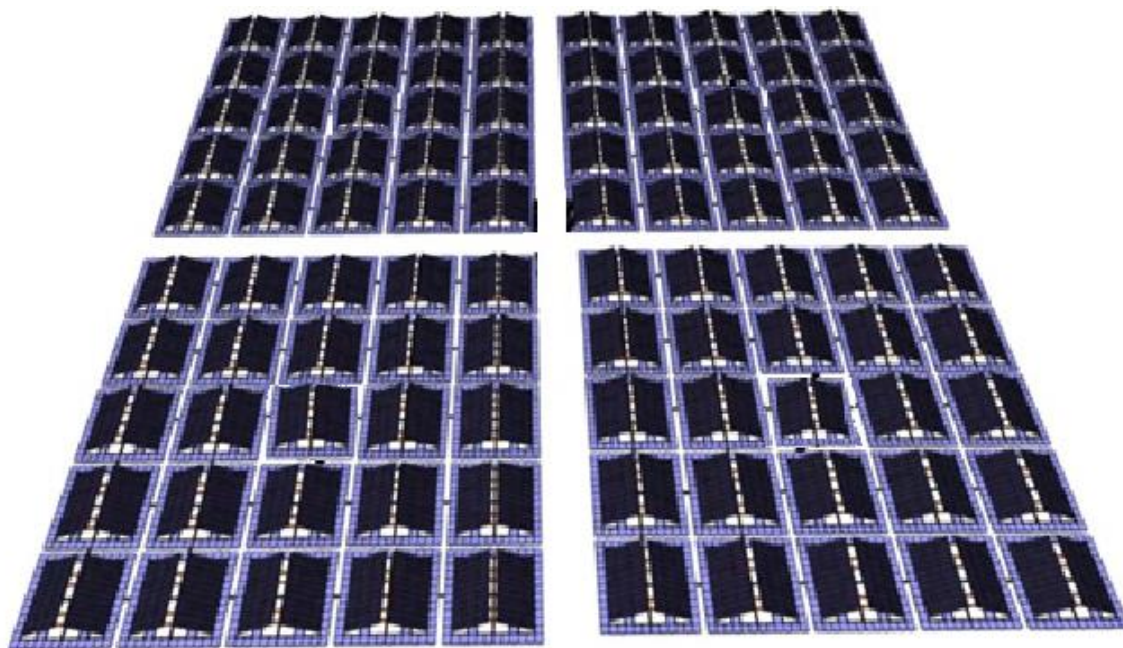
La sottostazione FS Olio di proprietà Fiume Santo S.p.a. è connessa con due linee a 150 kV alla stazione AT 150/380 kV denominata Fiume Santo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

Il layout generale d'impianto prevede una prima trasformazione (da 0,4 kV a 30 kV) nelle cabine BT/MT installate in prossimità dei pannelli sulla diga foranea, quindi un ulteriore innalzamento della tensione (da 30 kV a 150 kV) presso la stazione di conversione MT/AT di nuova realizzazione ubicata in prossimità della costa. Da tale stazione si sviluppa il cavidotto che raggiunge la sottostazione FS Olio e, quindi, la stazione della RTN.

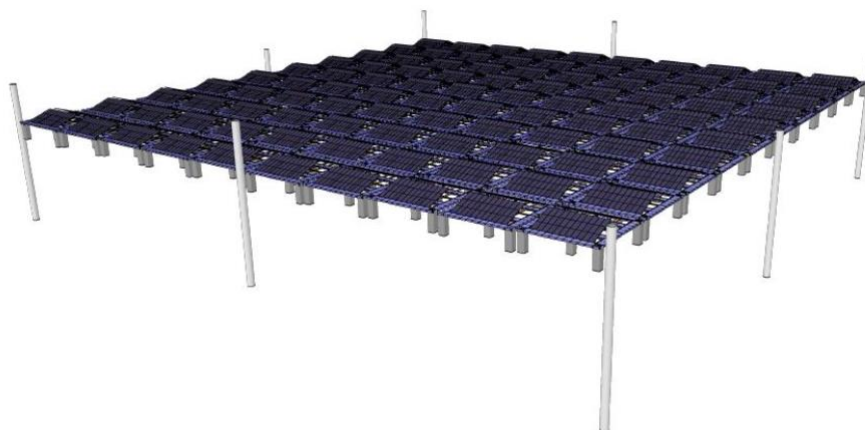
Il cavidotto percorrerà complessivamente circa 9,5 km sviluppandosi nel territorio dei due comuni Porto Torres e Sassari, di cui Fiume Santo costituisce una frazione.

Per quanto riguarda il dettaglio della porzione di impianto off-shore questa sarà costituita da 10 blocchi (array) di 4 MWp cadauno di pannelli fotovoltaici di superficie pari a circa 32.400 m², da posizionare e ancorare a mare (si veda **Figura 1-4**).

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

**Figura 1-4: Blocco da 4 MWp**

Ogni blocco (array) di pannelli è suddiviso in 4 sub array da 1 MWp cadauno e di estensione superficiale pari a 6'874 m² (80m x 80m) come riportato in **Figura 1-5**.

**Figura 1-5: Dettaglio del sub array da 4 MWp**

L'elemento base dei blocchi (si veda **Figura 1-6**) sopra menzionati è una struttura galleggiante, connessa tramite connessioni snodabili agli elementi adiacenti, capace di fornire una spinta di galleggiamento tale da mantenere la struttura sopraelevata rispetto al livello del mare, evitando l'ingresso diretto dell'acqua nelle condizioni di agitazione ondosa.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

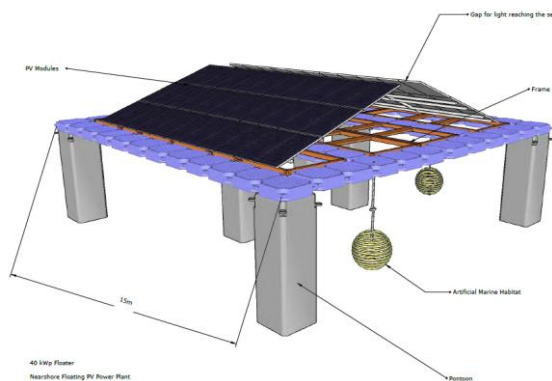


Figura 1-6: Dettaglio dell'elemento base galleggiante

Saranno installati pannelli fotovoltaici monofacciali dal momento che sarà necessario provvedere alla pulizia periodica degli stessi in considerazione dell'ambiente di installazione dell'impianto e della possibilità di formazione di aerosol con elevata concentrazione di sali. L'installazione di pannelli fotovoltaici bifacciali, non potendo raggiungere per la pulizia periodica il lato direttamente esposto all'ambiente marino, risulterebbe non giustificato da analisi costi/benefici.

Si osserva, inoltre che l'acqua di mare ha un basso coefficiente di albedo (ossia il rapporto fra l'intensità della radiazione riflessa da un corpo e quella con cui è stato irraggiato) generalmente compreso tra 0,08 e 0,1; l'uso di pannelli fotovoltaici bifacciali è raccomandato per superfici con coefficienti albedo elevati tra 0,3 e 0,4 quale quello della sabbia nel deserto.

In questa fase di progettazione non è stato ancora identificato il materiale costituente il pannello fotovoltaico; si ritiene, tuttavia, di escludere con certezza l'installazione di pannelli di silicio amorfo dal momento che presentano diversi svantaggi quali la bassa efficienza (in termini di Watt per m²) e il non corretto funzionamento al carico a cui saranno sottoposti i pannelli costituenti l'impianto in progetto (5400Pa).

L'installazione di un nuovo parco fotovoltaico nella regione Sardegna concorre a raggiungere gli obiettivi di politica energetica internazionale, nazionale e regionale.

Il progetto è, dunque, in linea con le tendenze che la regione auspica per il 2030 e si ritrova a contribuire al cambio di rotta che l'amministrazione della Regione Sardegna richiede per raggiungere gli obiettivi energetici.

La scelta di presentare il progetto dell'impianto fotovoltaico off-shore adiacente la diga foranea di Porto Torres, deriva dai seguenti aspetti positivi:

- la radiazione solare globale orizzontale GHI (Global Horizontal Irradiation) media annua nell'area di intervento è dell'ordine di 1.615 kWh/m² idonea per l'installazione di un impianto fotovoltaico; la stima della producibilità attesa è di 55.400 MWh/anno, al netto delle perdite di scia, elettriche e dovute a manutenzioni;
- presenza in prossimità dell'impianto di idonee infrastrutture elettriche per la connessione alla rete nazionale in alta/altissima tensione (l'esistente stazione AT Fiume Santo Olio);
- presenza di area logistica idonea (porto industriale di Porto Torres) e di aziende dotate di mezzi marini idonei per le operazioni di realizzazione di strutture e impianti in mare;
- forte antropizzazione del braccio di mare per la presenza dell'area industriale retrostante il porto;

- presenza di una zona interdetta alla navigazione adiacente alla diga foranea da cui deriva la riduzione delle interferenze con la navigazione e con aree marine impiegate per attività umane quali la pesca, pesca sportiva, diporto;
- presenza della società nell'area, attraverso la controllata Fiume Santo S.p.A., che gestisce la omonima centrale termoelettrica, ed ha attualmente in concessione la banchina del molo per le attività di scarico del carbone.

Inoltre, in accordo a quanto indicato nel PNIEC, che promuove la diffusione del fotovoltaico su superfici già costruite (tettoie, parcheggi, aree di servizio) o comunque non idonee ad altri usi (zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo, già artificiali con riferimento alla classificazione SNPA), la realizzazione dell'impianto in progetto non comporta consumo di suolo destinato ad uso agricolo e/o industriale quale le superfici ancora disponibili all'interno del Sito di Interesse Nazionale di Porto Torres.

D'altra parte non sarebbe stato possibile presentare un ulteriore impianto al suolo in quanto la Fiume Santo S.p.A., titolare di un progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra della potenza di circa 10 MWp, ha dovuto ridurre la potenza dello stesso dai 17 MWp inizialmente proposti a 10 MWp a causa dell'esaurimento della capacità insediativa per impianti fotovoltaici su suolo all'interno dell'agglomerato industriale di Porto Torres.

Inoltre, il ridotto ingombro degli array e la presenza della diga foranea schermano quasi completamente la percezione da terra dell'impianto con l'ulteriore vantaggio di andare ad utilizzare un'area che risulta già allo stato attuale interdetta alla navigazione.

2. SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere il progetto del parco fotovoltaico galleggiante da situare al di fuori della diga foranea nella località di Porto Torres in Sardegna.

La relazione si suddivide nelle seguenti parti riguardanti:

- la descrizione generale dell'intervento e dell'architettura dell'impianto;
- il suo inquadramento generale nell'ambito del territorio sardo con particolare riferimento alle caratteristiche territoriali ed ambientali e con un'analisi dei vincoli esistenti di tipo paesaggistico e ambientale e delle interazioni con le attività umane ed infrastrutture esistenti;
- la descrizione tecnica degli elementi costituenti il progetto e della costruzione dell'impianto sia nella sua componente terrestre che marina;
- Modalità di installazione e connessione dell'impianto;
- la descrizione delle attività di manutenzione previste durante la fase di esercizio dell'impianto;
- La descrizione del Piano di dismissione;
- Cronoprogramma delle attività;

3. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Il parco fotovoltaico galleggiante ha un'estensione di circa 30 ettari (ha), interamente a mare. La posizione geografica assicura una buona producibilità annua del parco fotovoltaico. I pannelli sono fissi monofacciali, con tilt di 10° e azimuth tra 90 e -90°.

L'impianto di produzione è costituito da 10 blocchi (array) di pannelli fotovoltaici aventi una potenza unitaria pari a circa 4 MWp cadauno per potenza totale pari a circa 40 MWp. Ogni blocco (array) di pannelli è suddiviso in 4 sub array da circa 1 MWp cadauno.

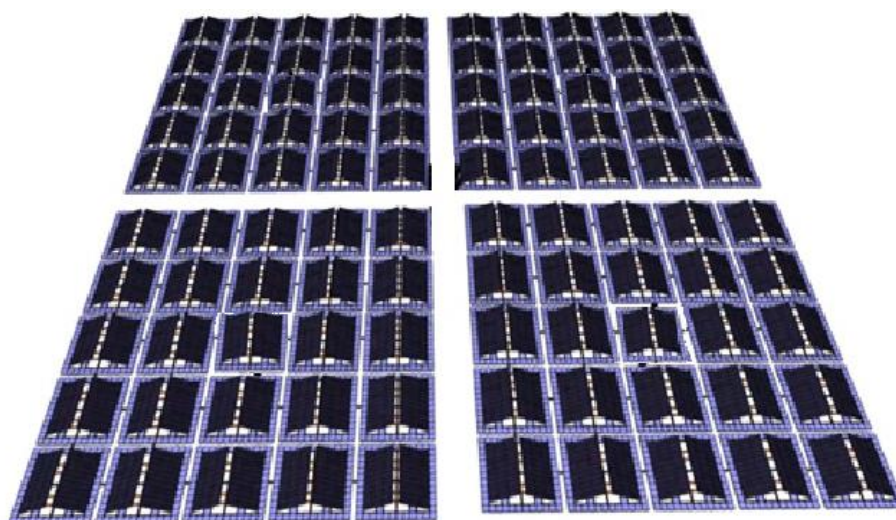


Figura 7: Blocco da 4 MWp

Il layout si sviluppa nella parte offshore (a mare) con i moduli fotovoltaici galleggianti e con l'elettrodotto che percorrerà il tratto a terra fino ad arrivare alla stazione Fiume Santo 150 kV connessa alla rete TERNA.

Una prima trasformazione avviene nelle cabine BT/MT in prossimità dei pannelli che contribuiscono ad innalzare la tensione da 0.4 kV a 30kV. Il successivo innalzamento avviene nella stazione conversione MT/AT ubicata in prossimità della costa la quale provvederà ad innalzare la tensione da 30kV a 150kV.

Il progetto si propone come un vero e proprio hub energetico marittimo improntato alla sostenibilità. L'idea guida è quella di concepire il tratto di mare interessato sfruttandolo in maniera innovativa e senza ripercussioni significative sull'ambiente circostante.

La scelta dei siti ottimali per l'installazione degli impianti fotovoltaici offshore si basa su un'analisi approfondita dei molteplici fattori che più influenzano e sono influenzati dalla realizzazione del progetto. Tali fattori sono stati individuati seguendo studi internazionali e italiani, il tutto per raggiungere l'obiettivo di sinergia fra i parchi fotovoltaici e gli elementi ecologici, geomorfologici, meteo-marini, amministrativi e socioeconomici dell'area interessata dal progetto, sia a mare che a terra.

A livello generale, il fotovoltaico galleggiante è una tecnologia molto promettente che da anni ormai trova principalmente applicazione in bacini d'acqua naturali e artificiali nell'entroterra. Come stimato dalla World Bank (Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report, 2019), il floating solar avrà un mercato molto vasto, con un potenziale di capacità installata che va dai 400 MWp ai 2000 MWp nei prossimi decenni. Secondo un orizzonte temporale più corto e in accordo con PV Magazine, un'autorevole rivista di settore, sono previsti più di 13 GWp di potenza nei prossimi 5 anni.

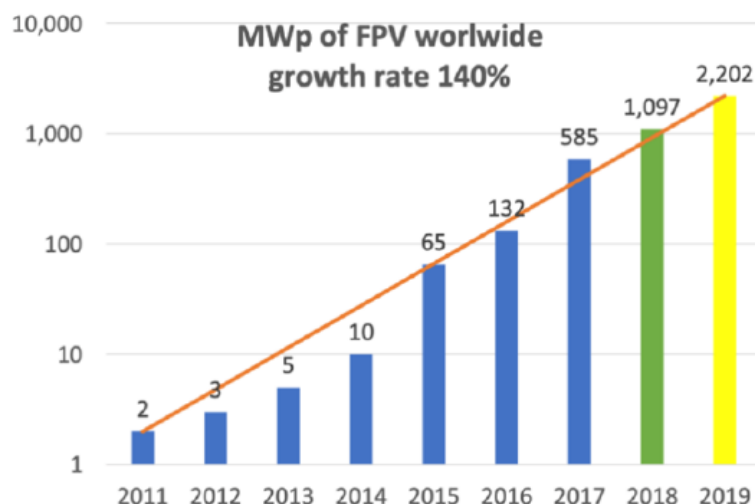


Figura 3-8: Capacità installata cumulativa globale di impianti fotovoltaici galleggianti al 2019 (Floating PVs Study, 2020).

Per quanto riguarda il presente, il grafico rappresentato Figura 3-8 mostra la crescita degli impianti fotovoltaici galleggianti dal 2011 al 2019, con dati rielaborati all'interno dello studio "Floating PV Plants" (Rosa-Clot & Tina, 2020). Si evince che la capacità installata è all'incirca raddoppiata di anno in anno. I motivi di questo sviluppo, netto e costante, sono diversi e principalmente legati ad alcuni punti di forza degli impianti in acqua rispetto a quelli tradizionali realizzati a terra.

In sintesi, il fotovoltaico galleggiante gode di questi aspetti favorevoli:

- assenza di lavori civili per il livellamento del terreno in fase di installazione;
- nessun problema di consumo eccessivo di suolo: nessun uso di terre a vocazione agricola, nessun disboscamento o eliminazione di vegetazione preesistente, nessun aumento di rischio di erosione del suolo;
- aumento della produzione di energia per sfruttamento della rifrazione dell'acqua: la superficie dell'acqua funziona come uno specchio e migliora l'irradiazione, aumentando la produzione di energia. La capacità dell'acqua di riflettere e amplificare la luce solare permette all'impianto di captare maggiori quantità di luce e di generare più energia;
- canone di concessione dello specchio acqueo decisamente minore rispetto al costo di un terreno;
- riduzione dei consumi di acqua per la pulizia dei pannelli: i pannelli, essendo installati in acqua, sono soggetti a minore copertura di polvere con conseguente riduzione delle frequenze di lavaggio e minore consumo di acqua;
- maggior performance degli impianti grazie al cooling effect dell'acqua e della brezza marina. L'acqua su cui poggiano i pannelli costituisce un sistema di raffreddamento naturale, evitandone il surriscaldamento;
- potenziali sinergie e completamento con altre tipologie di impianti energetici (eolici, idroelettrici, elettrolizzatori);
- iter autorizzativi uniformi in tutte le acque nazionali;

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- capacità installata per ettaro nettamente superiore a quella occupata da un tipico impianto fotovoltaico onshore;
- creazione di una zona protetta ed indisturbata, capace di facilitare la riproduzione delle specie ittiche presenti;

Naturalmente, vi sono anche degli svantaggi, ovvero:

- impatto negativo sulla performance degli impianti generato dall'avifauna;
- maggior criticità in fase di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- complessità ingegneristiche per l'ancoraggio e l'ormeggio delle strutture galleggianti;
- minore longevità dei componenti elettrici e meccanici e delle strutture.
- potenziale impatti sulla sicurezza della navigazione / traffico marittimo e sulla fruizione della superficie marina per altri usi turistici e commerciali (e.g. pesca, turismo, nautica da diporto)

Recentemente diverse aziende hanno avviato la sperimentazione di impianti fotovoltaici galleggianti in mare, localizzando i prototipi in acque riparate, ad esempio in insenature, baie o delta fluviali. È lecito aspettarsi, però, che lo sviluppo tecnologico consentirà nel breve o medio termine di installare tali prototipi in mare aperto, sbloccando conseguentemente il potenziale virtualmente illimitato dell'energia solare in acqua salata.

È opportuno precisare che il mare all'interno del golfo dell'Asinara è un tratto ideale per sviluppare e consolidare questo tipo di tecnologia per varie ragioni, tra le quali si annoverano la bassa ondosità e bassa velocità delle correnti, l'ottimo livello di radiazione solare, la vicinanza al punto di connessione con la rete elettrica e la vicinanza ad un distretto produttivo altamente qualificato per la realizzazione e fornitura di componenti. L'area proposta risulta essere un'area caratterizzata da bassi fondali (max profondità 26m).

L'impianto fotovoltaico galleggiante verrà realizzato nello specchio acqueo nelle vicinanze del pontile del porto di Porto Torres.

L'elettrodotto percorrerà la banchina della diga foranea adiacentemente al carbonodotto per proseguire interrato lungo strada in direzione ovest. L'ottimizzazione dal punto di vista economico di installare l'elettrodotto nello stesso sopraelevato del carbonodotto anche nella parte a terra verrà valutato successivamente.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 3-9: Individuazione dell’impianto e delle relative opere su immagine satellitare

Di seguito si propone un estratto dell’inquadramento del progetto a mare sulla carta nautica dell’Istituto Idrografico della Marina.

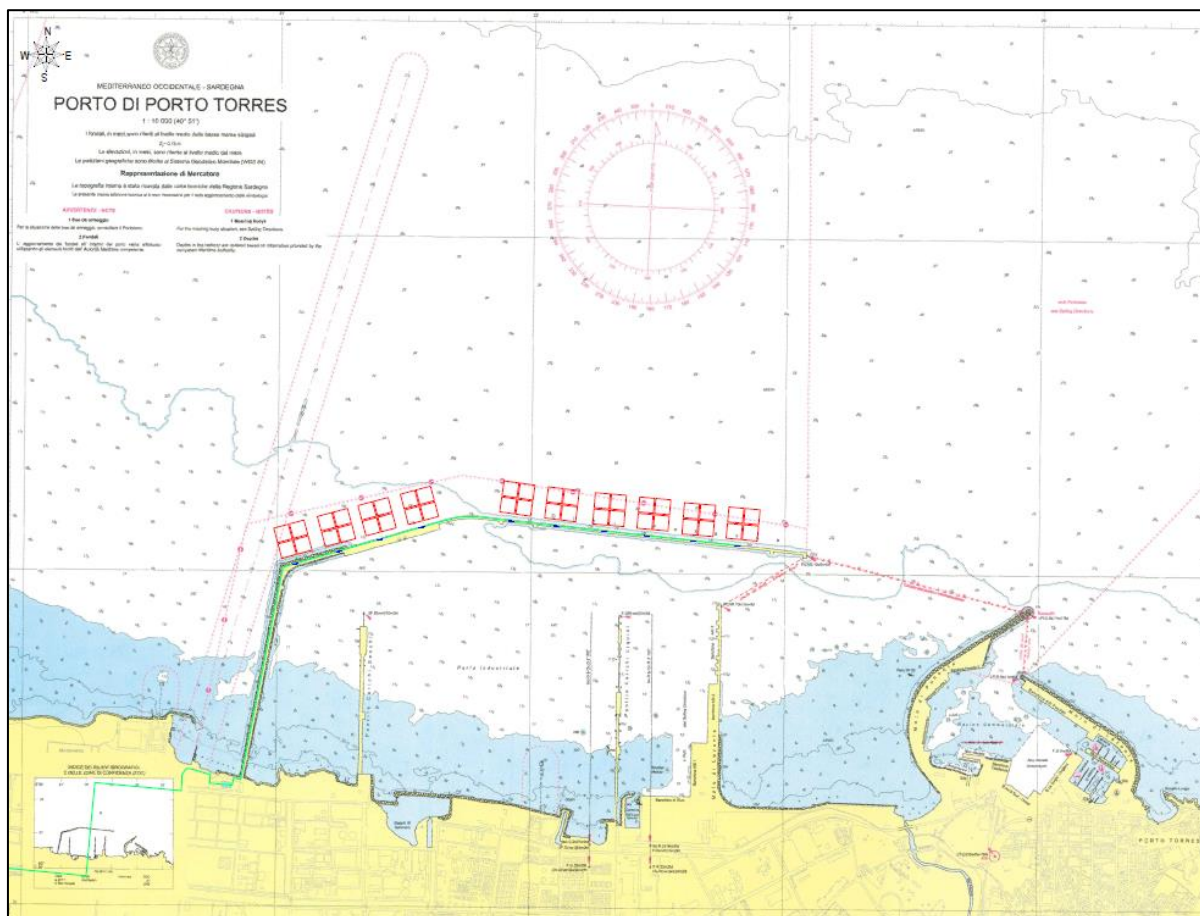


Figura 3-10: Individuazione dell’impianto e delle relative opere su carta nautica

In sintesi l'impianto è suddiviso in:

Una parte offshore comprendente:

- n.10 blocchi (array) di pannelli fotovoltaici aventi una potenza unitaria pari a 4 MWp cadauno;
- n.20 cavi tripolari sottomarini in BT 400V di interconnessione tra i pannelli fotovoltaici e le powerstation;
- n.1440 inverter offshore di conversione da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) supportati da strutture galleggianti

Una parte onshore comprendente:

- n.20 power station di trasformazione BT/MT per l'innalzamento della tensione (400/30'000 V);
- cavidotti terrestri in media tensione (30kV) dalle power station fino alla stazione di conversione MT/AT;
- n.1 cabina di trasformazione MT/AT per l'elevazione della tensione di esercizio dal valore di 30kV al valore di 150kV;
- Cavidotto terrestre 150kV da stazione di conversione fino a stazione elettrica della RTN.

Il progetto prevede l'utilizzazione:

- del mare territoriale, ai fini dell'installazione dei pannelli fotovoltaici galleggianti e per il passaggio dei cavi marini per il collegamento a terra;
- di parte del territorio regionale sardo, per il passaggio dell'elettrodotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la RTN.

Le strutture su cui poggiano i pannelli fotovoltaici hanno la capacità semplicemente di creare una spinta idrostatica verso l'alto (di galleggiare) ma per evitare gli effetti di trascinamento di onda e corrente marina è necessario vincolare le strutture tramite ancoraggi

Dal punto di vista delle fondazioni per i pannelli fotovoltaici due tipologie di soluzioni sono previste:

- ANCORAGGIO TRAMITE PALIFICAZIONE.

L'ancoraggio tramite palificazione consiste, come mostrato in Figura 3-11, nella installazione di pali battuti in testa disposti perimetralmente ai singoli array; i pali sono, quindi, collegati alle strutture galleggianti tramite guide prismatiche.

Questa soluzione permette di ridurre al minimo la movimentazione dei sedimenti sia in fase di installazione sia durante la vita operativa dell'impianto. Si ritiene che tale soluzione sia particolarmente preferibile dal momento che l'impianto sarà installato all'interno del SIN di Porto Torres e che tale soluzione riduce il rischio di interferenza con le matrici ambientali potenzialmente contaminate.

I pali saranno dimensionati per evitare l'effetto di trascinamento dell'onda e delle correnti marine ma non daranno alcun contributo di spinta verticale, che invece sarà fornita dalle strutture di galleggiamento.

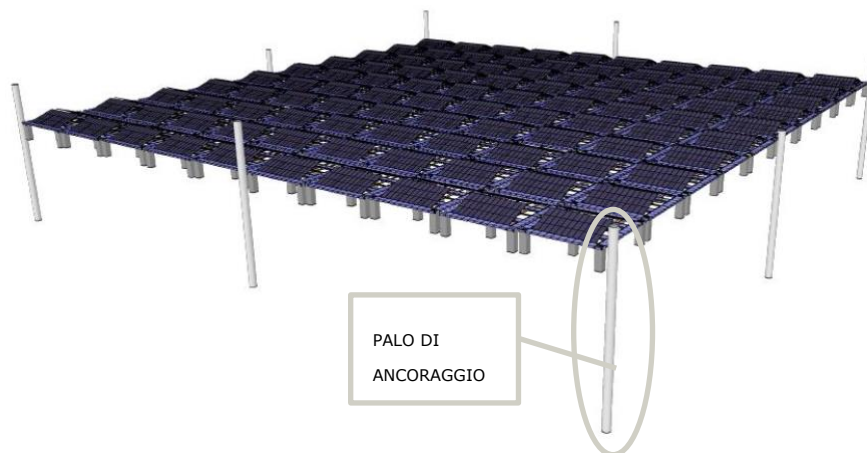
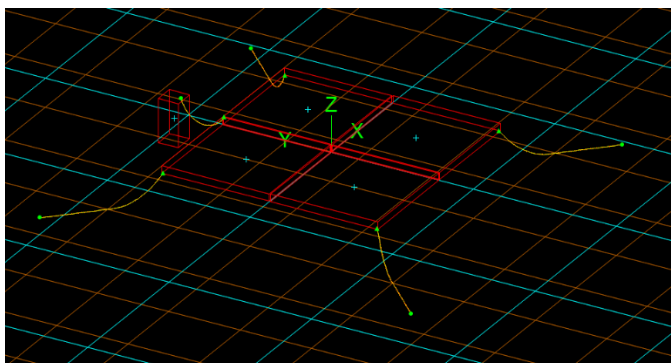
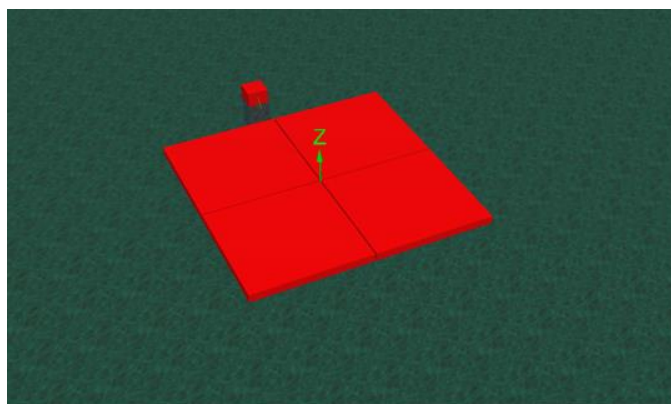


Figura 3-11: Ancoraggio tramite palificazione

- ANCORAGGIO TRAMITE CATENARIE

In alternativa alla palificazione si può ricorrere alla posa di corpi morti (e.g. blocchi in cls), adeguatamente dimensionati, che possono essere collegati alle strutture galleggianti tramite catenarie come mostrato nelle Figure sottostanti.



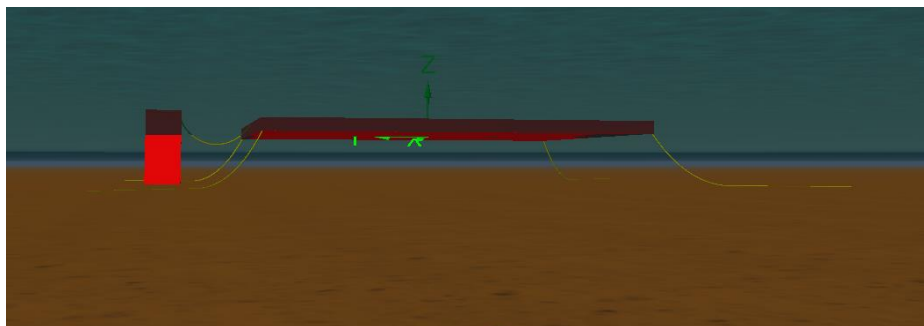


Figura 3-12: Ancoraggio tramite catenarie e corpi morti

Per evitare movimentazione di sedimenti a causa dello sfregamento delle catenarie col fondale in fase di esercizio, è possibile provvedere al sovradimensionamento dei corpi morti e dei sistemi galleggianti al fine di garantire la corretta tensione le catene (taut mooring) evitando che sfiorino il fondale (vedi Figura 3-13).

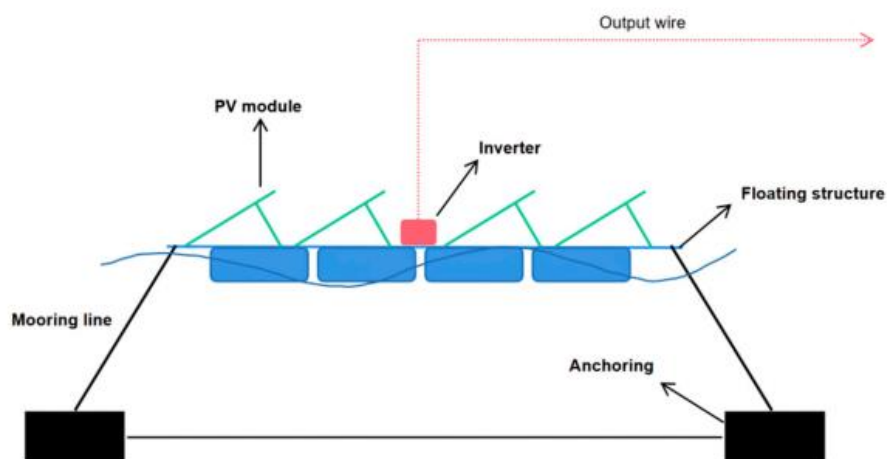


Figura 3-13: Ancoraggio tramite catenarie tensionate

Mentre gli inverter verranno integrati nella struttura galleggiante, i trasformatori e relative apparecchiature elettriche verranno alloggiati su cabinati, preliminarmente stimati di dimensione di 2 container da 40 piedi per ogni blocco di pannelli da 4 MWp, che verranno posizionati preferibilmente sulla banchina per minimizzare le installazioni a mare.

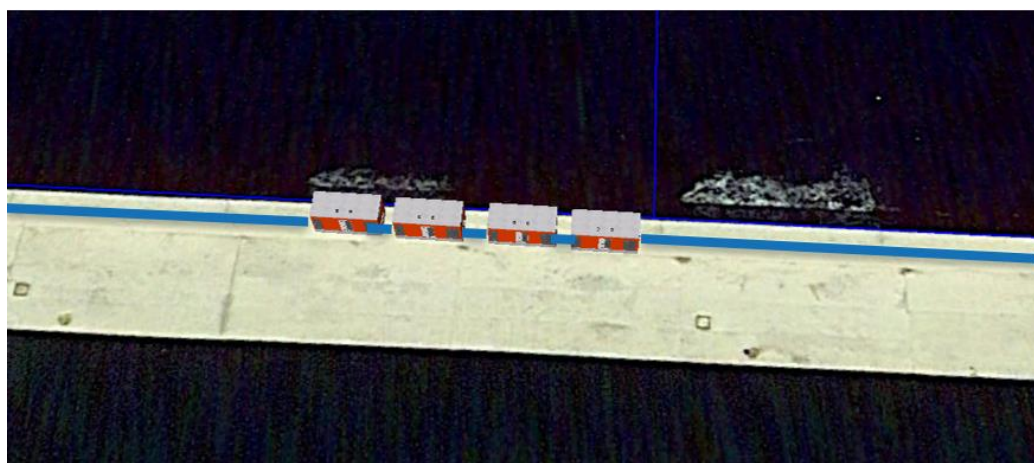
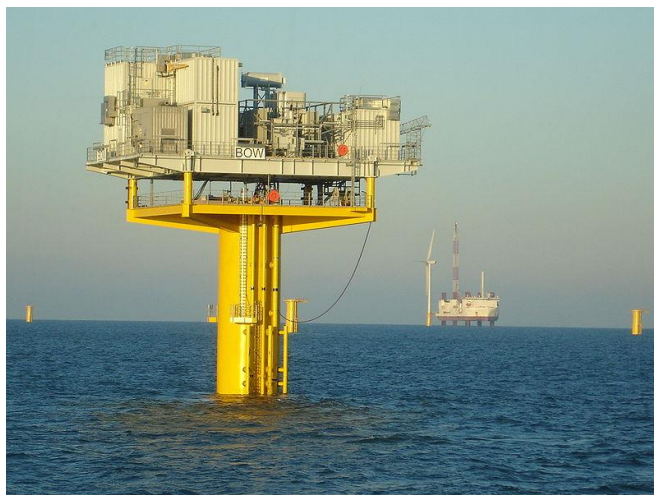


Figura 3-14: Cabinati per trasformatori BT/MT su banchina

Nell'eventualità che l'autorità portuale non permetta l'installazione dei cabinati contenenti i trasformatori su banchina, verranno posizionati su adeguate strutture in mare monopali infissi (vedi Figura 3-15) o alternativamente dei jacket (piattaforme reticolari) di piccole dimensioni.

**Figura 3-15: Esempio di monopali per cabine contenenti trasformatori BT/MT**

Al momento non è prevista l'installazione dei trasformatori su strutture galleggianti a causa delle oscillazioni eccessive che potrebbero danneggiare le apparecchiature elettriche. Inoltre posizionando i trasformatori in banchina si avranno minori impatti a mare, ed una maggior facilità di accesso per la manutenzione delle apparecchiature elettriche.

Le tipologie e le caratteristiche degli ancoraggi e fondazioni verranno confermate in una fase progettuale successiva quando i campionamenti geotecnici saranno effettuati.

Al fine di valutare preliminarmente la fattibilità tecnica e gli impatti in fase di installazione e di esercizio si è provveduto già in questa fase, sulla base di dati di letteratura, ad un dimensionamento preliminare dei pali di fondazione, considerando che questi risultano essere in questo momento la soluzione preferenziale dal punto di vista tecnico e ambientale (vedi Sezione 5.1.4)

4. DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITÀ

Al fine della scelta del sito ottimale per l'installazione del campo fotovoltaico offshore si è ritenuto opportuno dividere i parametri di scelta in cinque macro-parametri:

- Vincoli individuati a mare per la realizzazione del progetto nell'ambito dell'uso e della pianificazione dello spazio marittimo;
- Vincoli individuati a terra per la realizzazione del progetto nell'ambito delle aree protette e i piani regolatori comunali e regionali;
- Geomorfologia dell'area di interesse;
- Condizioni meteomarine dell'area di interesse;
- Aspetti storico-economici e socioeconomici dell'area di interesse.

In sintesi, la tutela ambientale, insieme alle sinergie con il contesto socioeconomico e industriale dell'area sono di primaria importanza per la buona riuscita del progetto. Oltre a ciò, per una sicura ed efficace installazione del campo fotovoltaico, si analizzano i dati disponibili sulle caratteristiche geomorfologiche e sulle caratteristiche meteomarine.

4.1 Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli individuati a mare

Durante la pianificazione del progetto sono stati individuati gli elementi antropici e naturalistici a mare che potrebbero essere impattati dalla realizzazione del progetto offshore e che formano la base dei parametri di scelta per l'inquadramento dell'impianto fotovoltaico.

Questa sezione sarà per lo più concentrata quindi sull'analisi dei vincoli che insistono nell'area vasta a mare.

Nella successiva tabella i parametri analizzati per la scelta del sito vengono divisi in tredici gruppi. Per ciascuno di essi si riporta una descrizione e l'elenco delle possibili interferenze con il progetto.

GRUPPO A RISCHIO INTERFERENZA	DESCRIZIONE GRUPPO	DESCRIZIONE INTERFERENZA
Aree Naturali protette	Aree Naturali protette, Siti Rete Natura 2000, IBA e aree RAMSAR	Disturbi diretti e indiretti alle aree indicate e perdita di funzionalità delle aree.
Paesaggio e Turismo	Interferenza estetica con il paesaggio marino e costiero, turismo naturalistico, educativo, culturale, ricreativo e balneare	Interferenza visiva dei pannelli sia dal mare che dalla terra.
Aree di Interesse Archeologico	Aree individuate come di Interesse archeologico	Disturbo diretto e indiretto a zone considerate di interesse archeologico.
Attività Sportive e Ricreative in Mare	Regate, barche a vela, pesca sportiva, immersioni subacquee	Diminuzione degli spazi per le attività ricreative in mare.
Pesca	Interferenza con pesca a strascico, pesca artigianale, maricoltura e acquacoltura	Riduzione di aree adibite a pesca e disturbi diretti e indiretti agli allevamenti.
Attività Industriali	Estrazioni di sedimenti, di olio e gas, attività off-shore per la ricerca e	Riduzione di spazi per le attività di estrazione e per la deposizione

GRUPPO A RISCHIO INTERFERENZA	DESCRIZIONE GRUPPO	DESCRIZIONE INTERFERENZA
	l'estrazione di materie prime, condotti sottomarini per trasporto olio e gas, trasporto merci	di cavidotti e gasdotti. Interferenza con impianti e infrastrutture già esistenti.
Traffico Marittimo	Traffico marittimo industriale, ittico e turistico/ricreativo	Interferenza con le rotte marittime e il movimento di pescherecci e navi.
Traffico Aereo	Traffico aereo civile	Interferenza con le rotte aeree.
Aree Militari e Zone soggette a restrizioni	Aree militari	Restrizione dell'utilizzo di aree militari e pericolosità
Aree per Ricerca Scientifica	Aree adibite alla ricerca scientifica	Diminuzione di aree adibite alla ricerca scientifica o creazione di ostacoli.
Infrastrutture sottomarine	Interferenza con infrastrutture sottomarine esistenti	Disturbo diretto e indiretto
Rotte migratorie avifauna	Interferenza con rotte principali avifauna	Interferenza e disturbo avifauna
Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare	Zone di Tutela Biologiche (ZTB), zone di interesse per il passaggio di cetacei e tartarughe, zone di conservazione delle specie ittiche	Disturbi diretti e indiretti alle aree indicate e perdita di funzionalità delle aree.

Tabella 4.1: Elenco dei piani e regolamenti oggetto di valutazione di compatibilità e indicazione dell'applicabilità al progetto

4.1.1 Aree Naturali protette

L'ubicazione dei pannelli e il percorso dell'elettrodotto di collegamento offshore non interessano aree della rete Natura 2000 che, come noto, è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC) identificati dalla Direttiva Habitat e designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

La zona dell'impianto non interessa nemmeno la zona di protezione ecologica del Mar Mediterraneo nordoccidentale, del Mar Ligure e del mar Tirreno (ZPE), così come non sono presenti né zone protette Ramsar (zone umide di importanza internazionale), né zone IBA (Important Birds Areas).

L'impianto fotovoltaico ricade all'interno di un'area EUAP (Elenco ufficiale delle aree naturali protette) che rappresenta il Santuario per i mammiferi marini (vedi Figura 4-4).

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

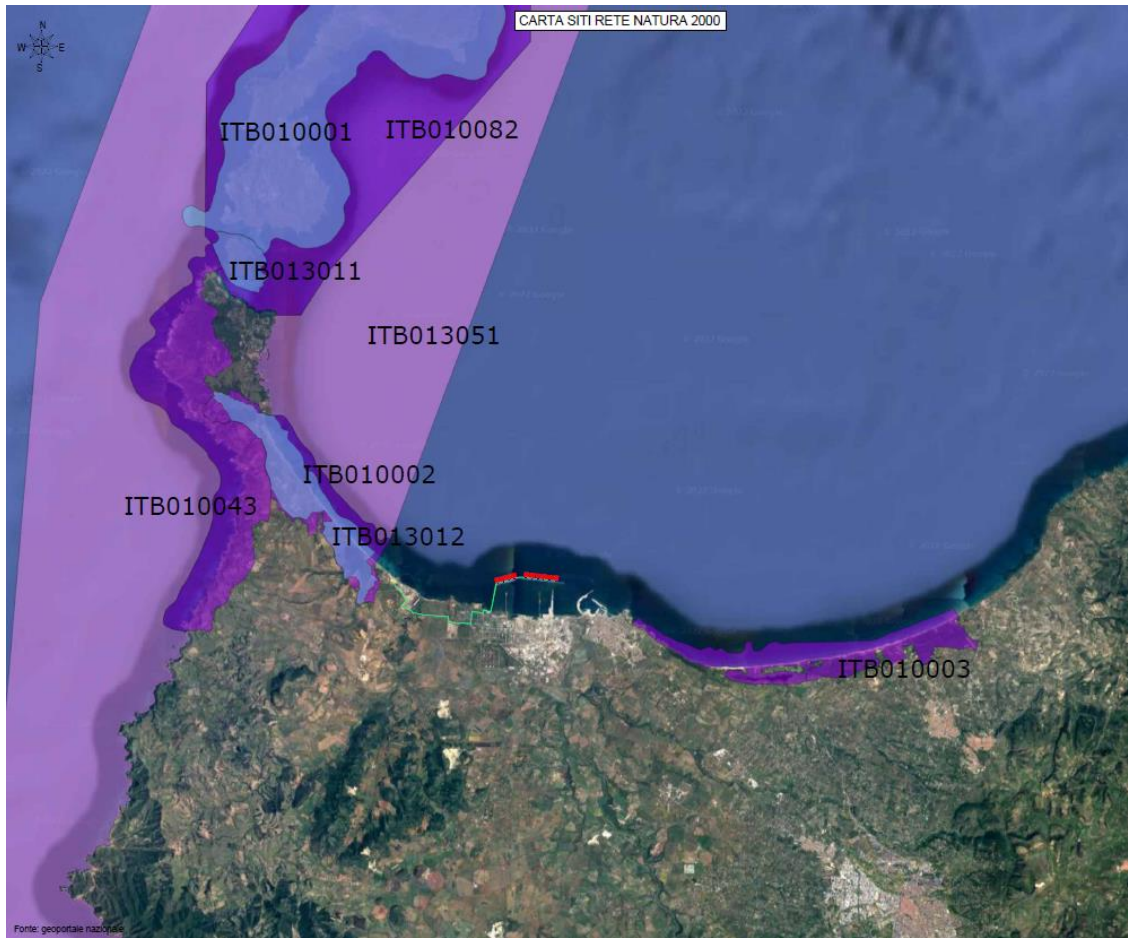


Figura 4.2: Inquadramento impianto fotovoltaico su siti Rete Natura 2000

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 4-3: Inquadramento impianto fotovoltaico su siti IBA e aree RAMSAR

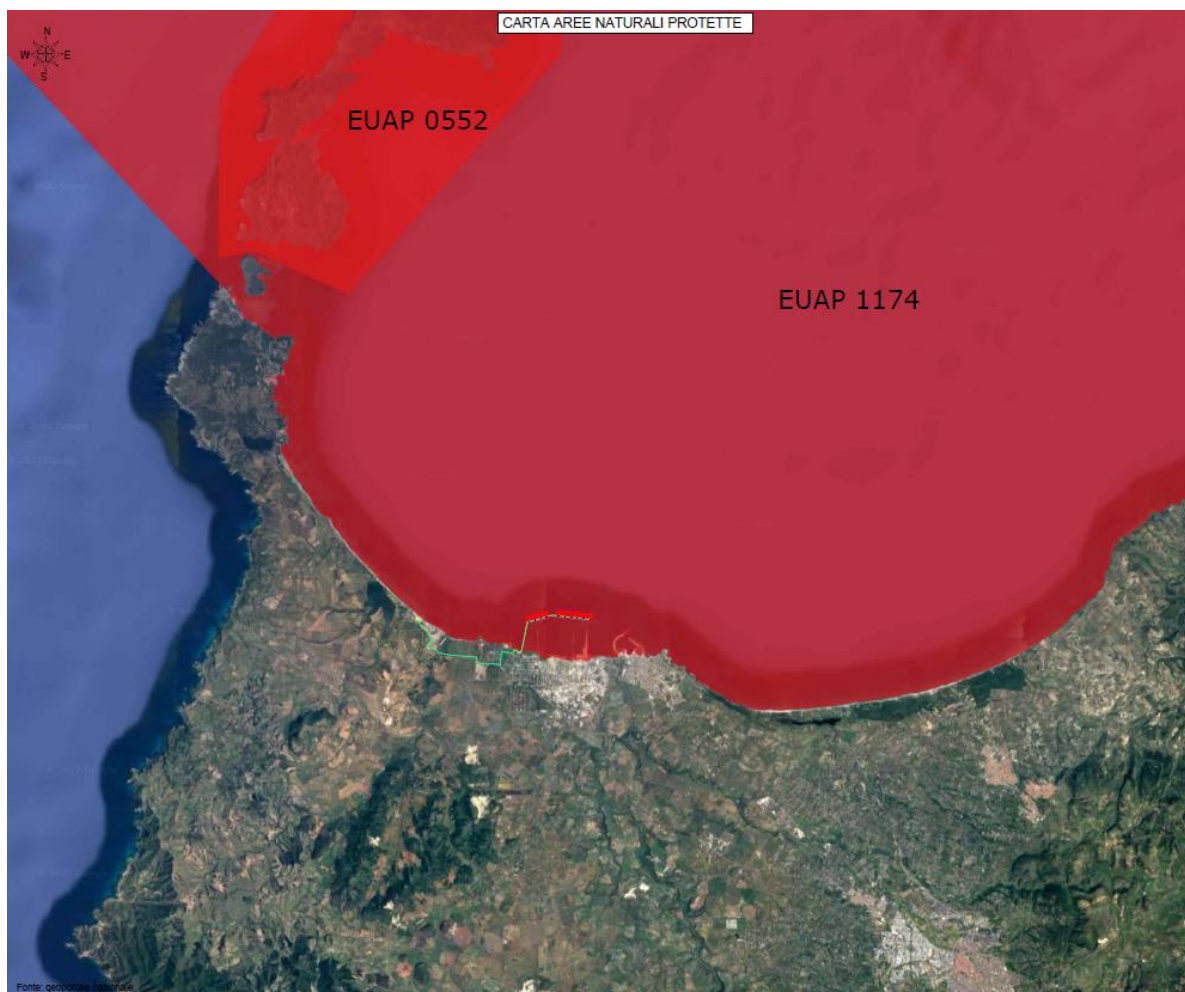


Figura 4-4: Inquadramento impianto fotovoltaico su aree naturali protette

4.1.2 Paesaggio e turismo

Particolare importanza nella scelta del sito è stata quella di limitare il più possibile l'impatto visivo come di seguito mostrato.

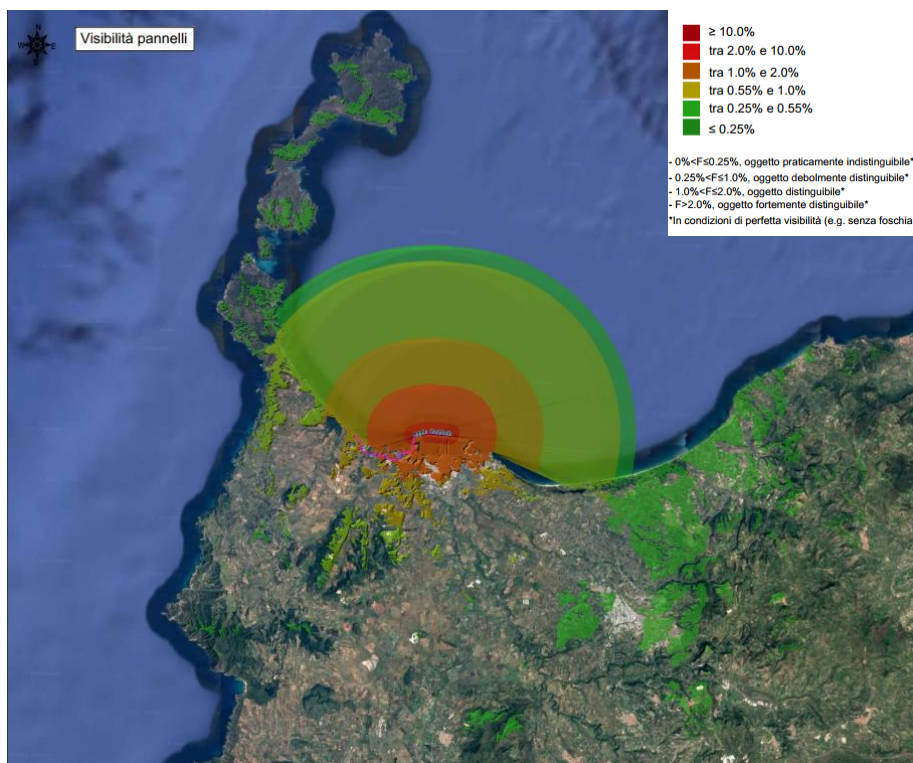


Figura 4-5: Mappa di Visibilità dell’impianto fotovoltaico (Pannelli)

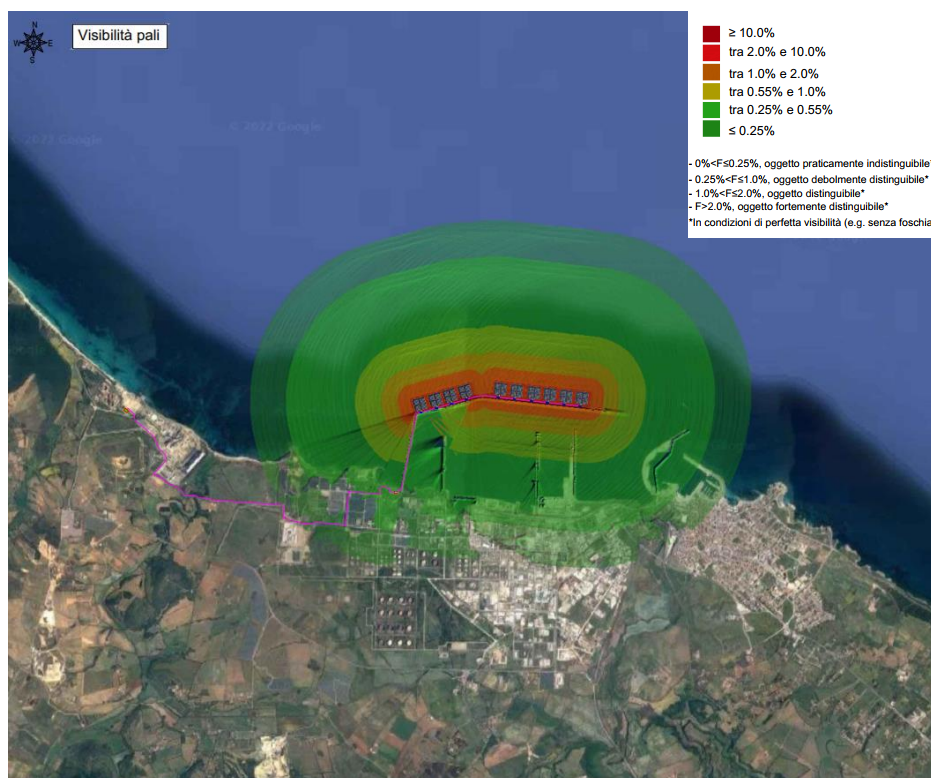


Figura 4-6: Mappa di Visibilità dell’impianto fotovoltaico (Pali)

Le figure sottostanti mostrano come l’impianto fotovoltaico già a pochi chilometri di distanza abbia un impatto quasi nullo, essendo sostanzialmente impercettibile, anche per giornate soleggiate con visibilità perfetta.

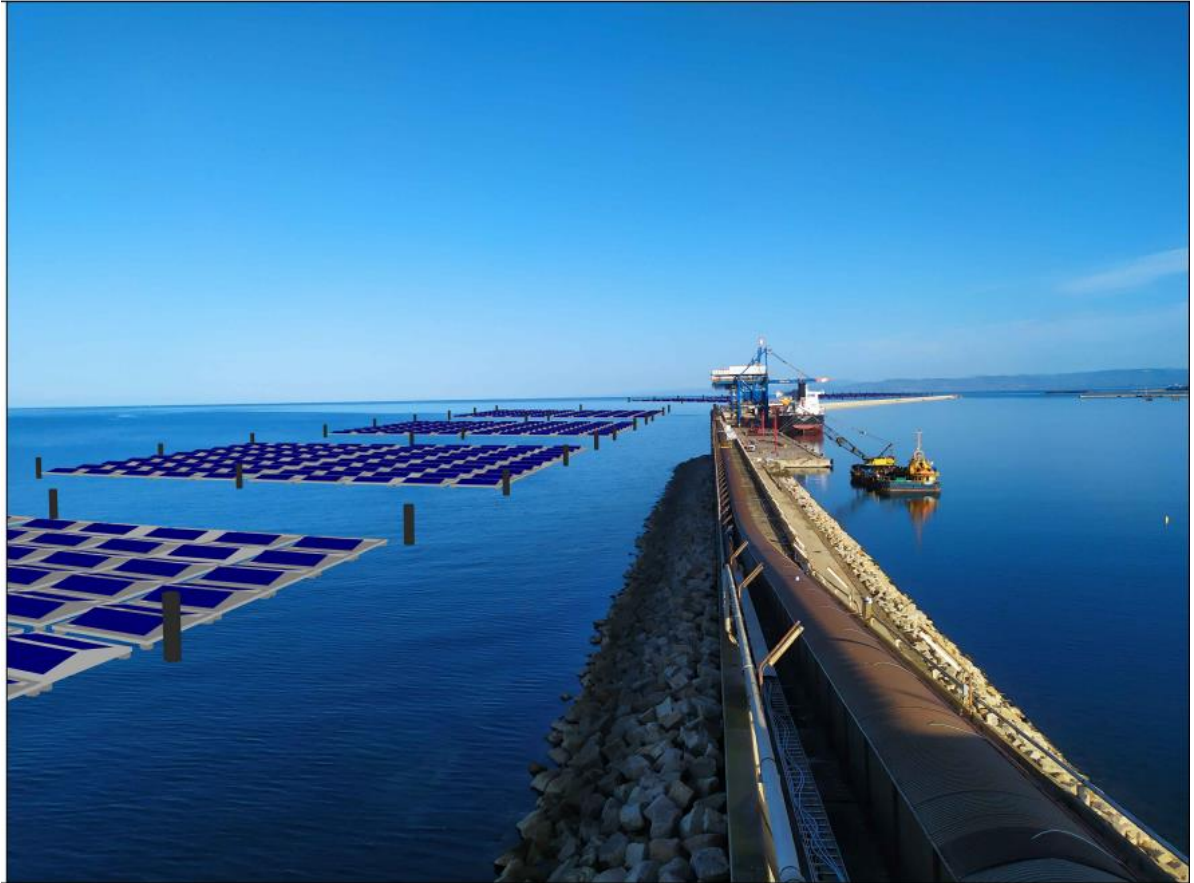


Figura 4-7: Visibilità dell'impianto fotovoltaico da Diga Foranea Porto Torres

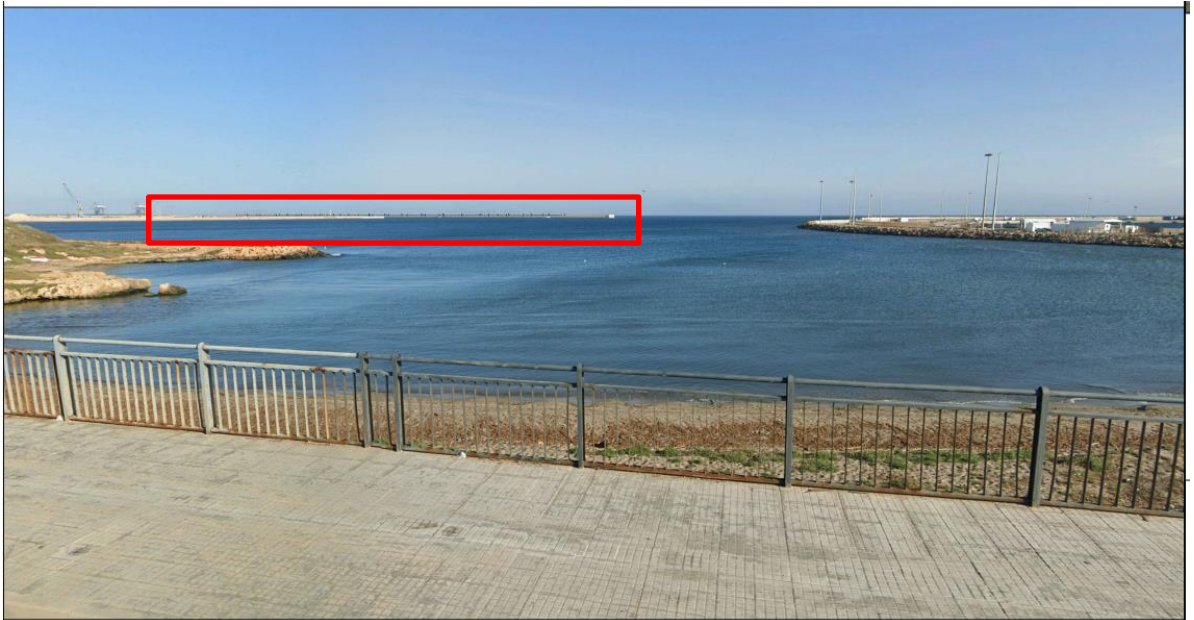


Figura 4-8: Visibilità dell'impianto fotovoltaico da Via Amerigo Vespucci (Spiaggia Marinella)



Figura 4-9: Visibilità dell'impianto fotovoltaico da Spiaggia di Fiume Santo

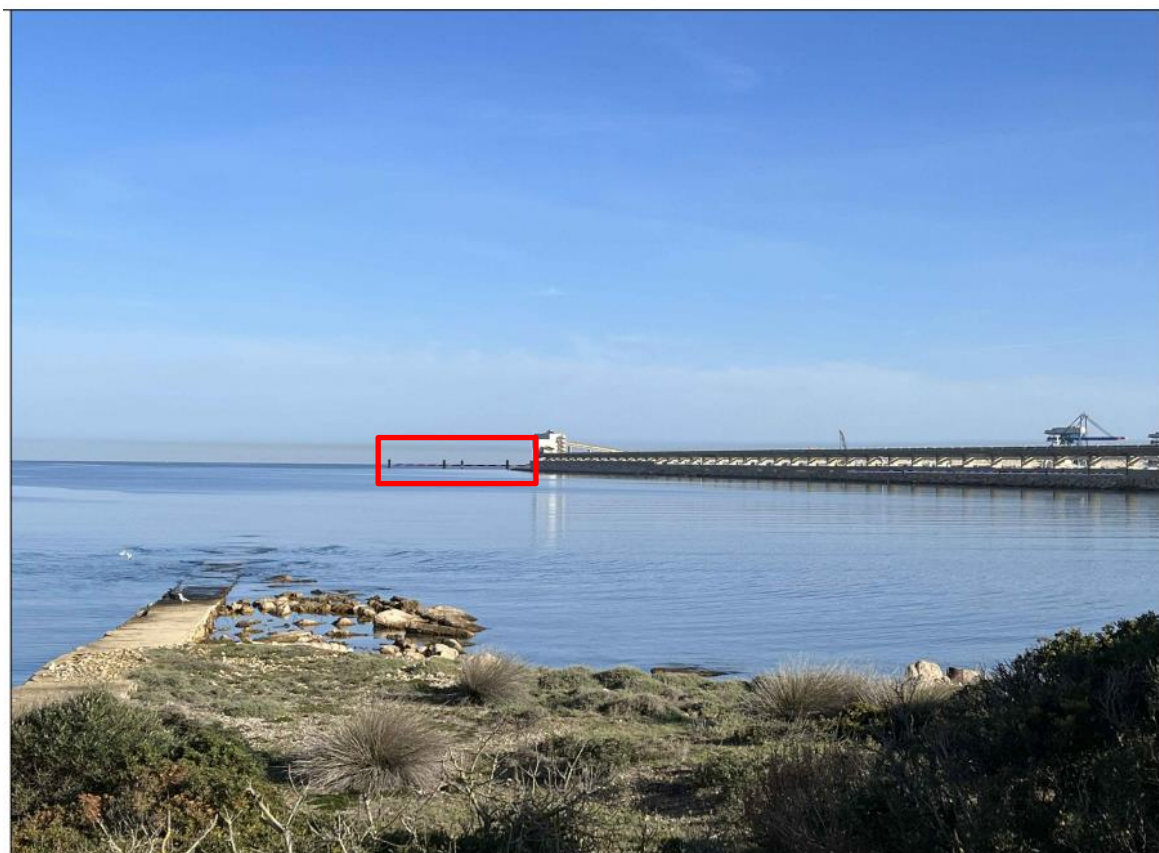


Figura 4-10: Visibilità dell'impianto fotovoltaico da Approdo condotta adiacente cantieri navali del Golfo



Figura 4-11: Visibilità dell’impianto fotovoltaico da Cava su strada provinciale 34

4.1.3 Aree di interesse archeologico

Da un’analisi preliminare dell’area di interesse non sono riscontrati beni archeologici a mare in prossimità dell’impianto fotovoltaico (FONTE: SID – Il portale del mare).

I beni archeologici sono visualizzati nella seguente figura con un buffer di 10km.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

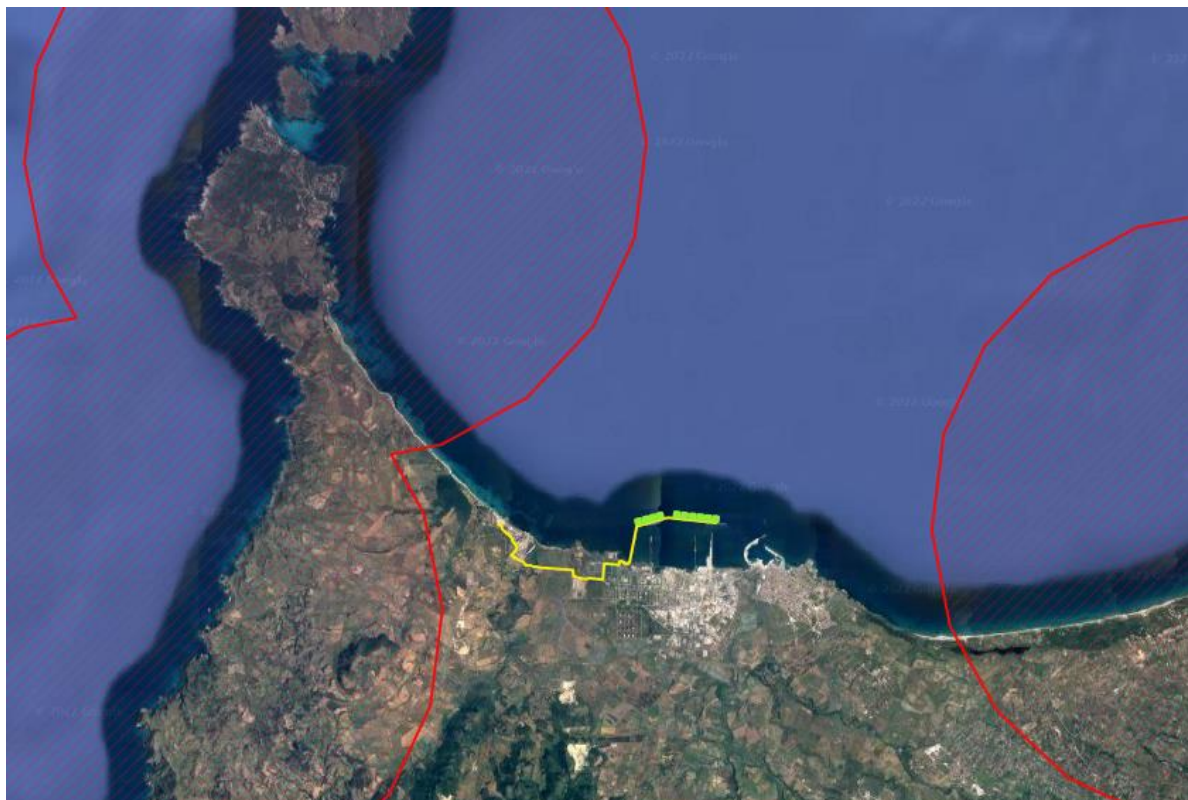


Figura 4-12: Beni archeologici a mare nell'area di interesse

4.1.4 Attività ricreative in mare

Per quanto riguarda le attività ricreative in mare non sono state riscontrate interferenze in quanto l'impianto è in prossimità del pontile e tali attività si riscontrano ben lontane dal porto.

4.1.5 Inquadramento delle attività economiche della pesca

Ai fini della gestione della pesca la Sardegna e il mare circostante sono individuati dalla sub-area geografica 11 "Geographical Subareas (GSAs)".

I fondali circostanti l'isola e potenzialmente sfruttabili si stimano di circa 23.700 Km². La loro dislocazione lungo le coste (1.846 km) non è omogenea sia come estensione che come caratteristiche bionomiche.



Figura 4-13 – “Geographical Subareas (GSAs)” del Mediterraneo con individuazione della sub-area oggetto di studio

Dall’analisi degli AIS data si può vedere nella Figura 4-14 che l’area dell’impianto fotovoltaica non è interessata da rotte di traffico da pesca

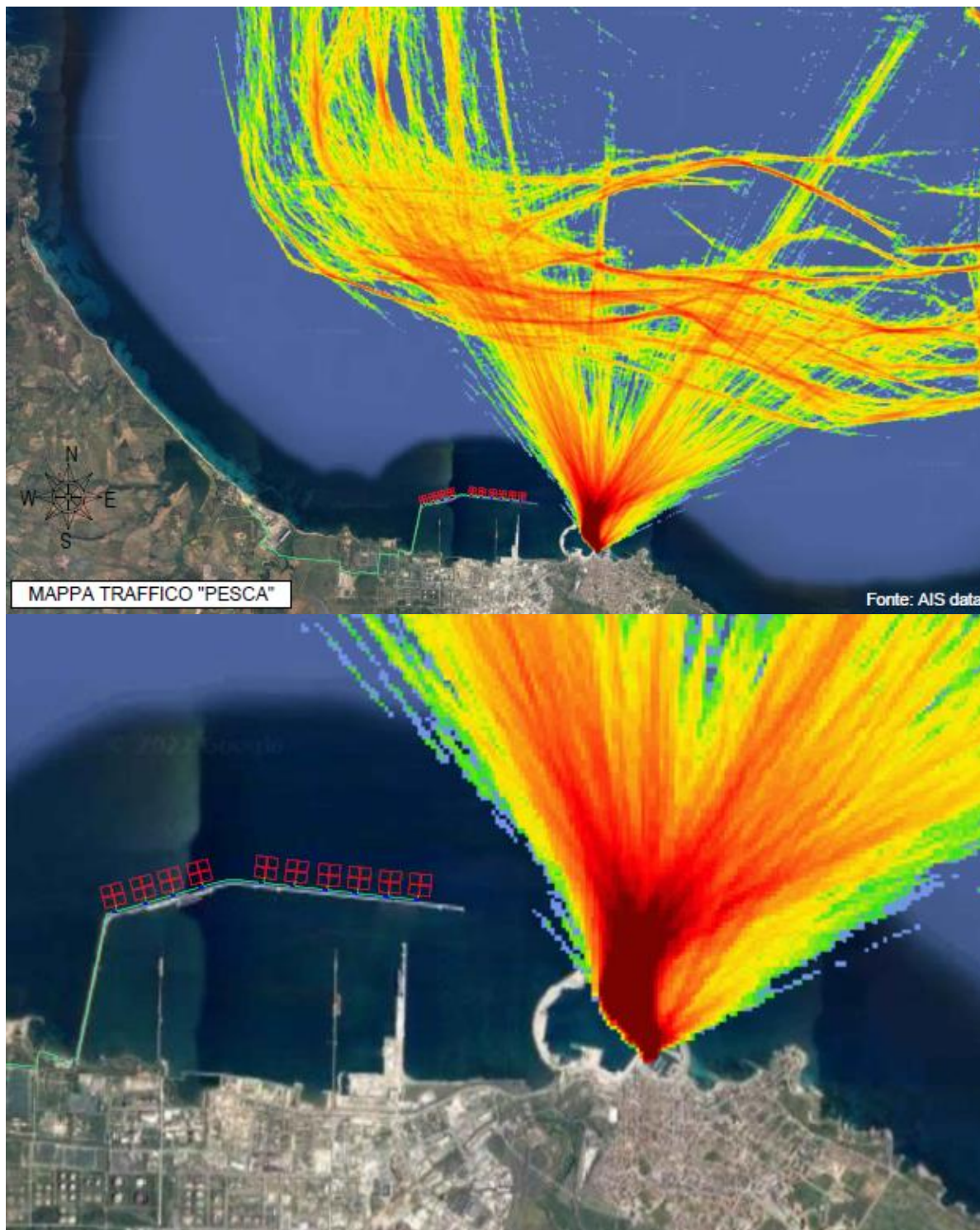


Figura 4-14 – Densità delle rotte dei pescherecci

4.1.6 Attività industriali

Il tratto di costa antistante la costa settentrionale della Sardegna non presenta infrastrutture per l'estrazione di idrocarburi. Come noto i titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare, vengono conferiti dal Ministero dello sviluppo economico in aree denominate "Zone marine" e identificate con lettere dell'alfabeto. L'area individuata per la realizzazione del progetto è all'interno della zona marina "E" ove non sono presenti permessi di ricerca o concessioni di coltivazione.

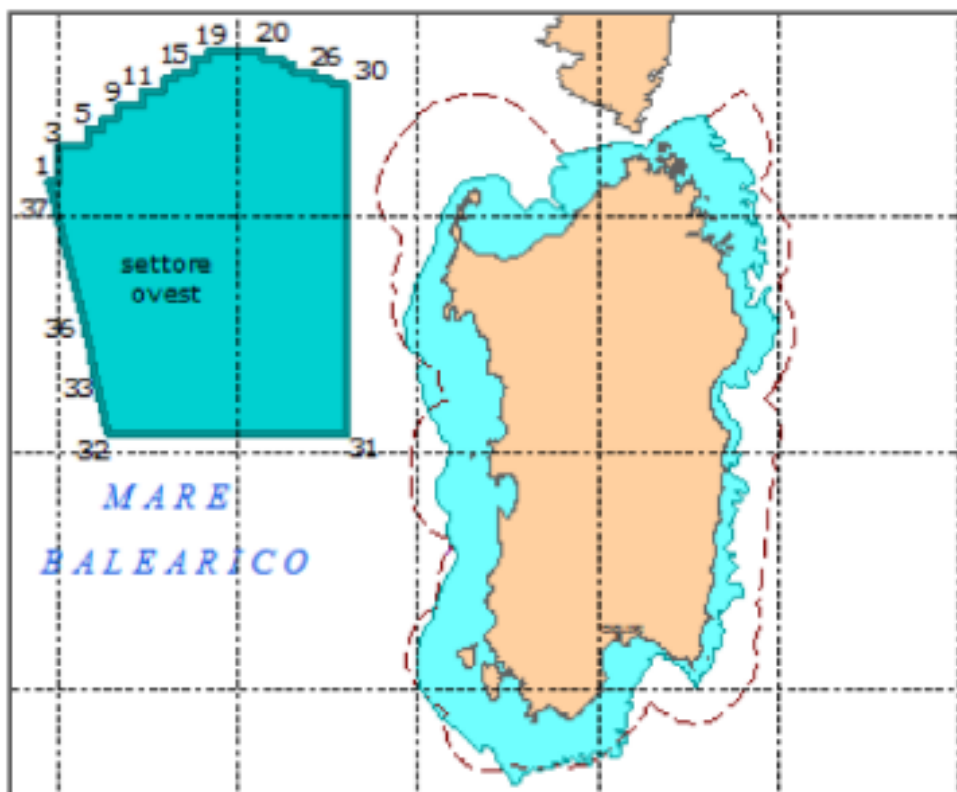


Figura 4-15 – Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mare di Sardegna (fonte MISE)

4.1.7 Traffico navale

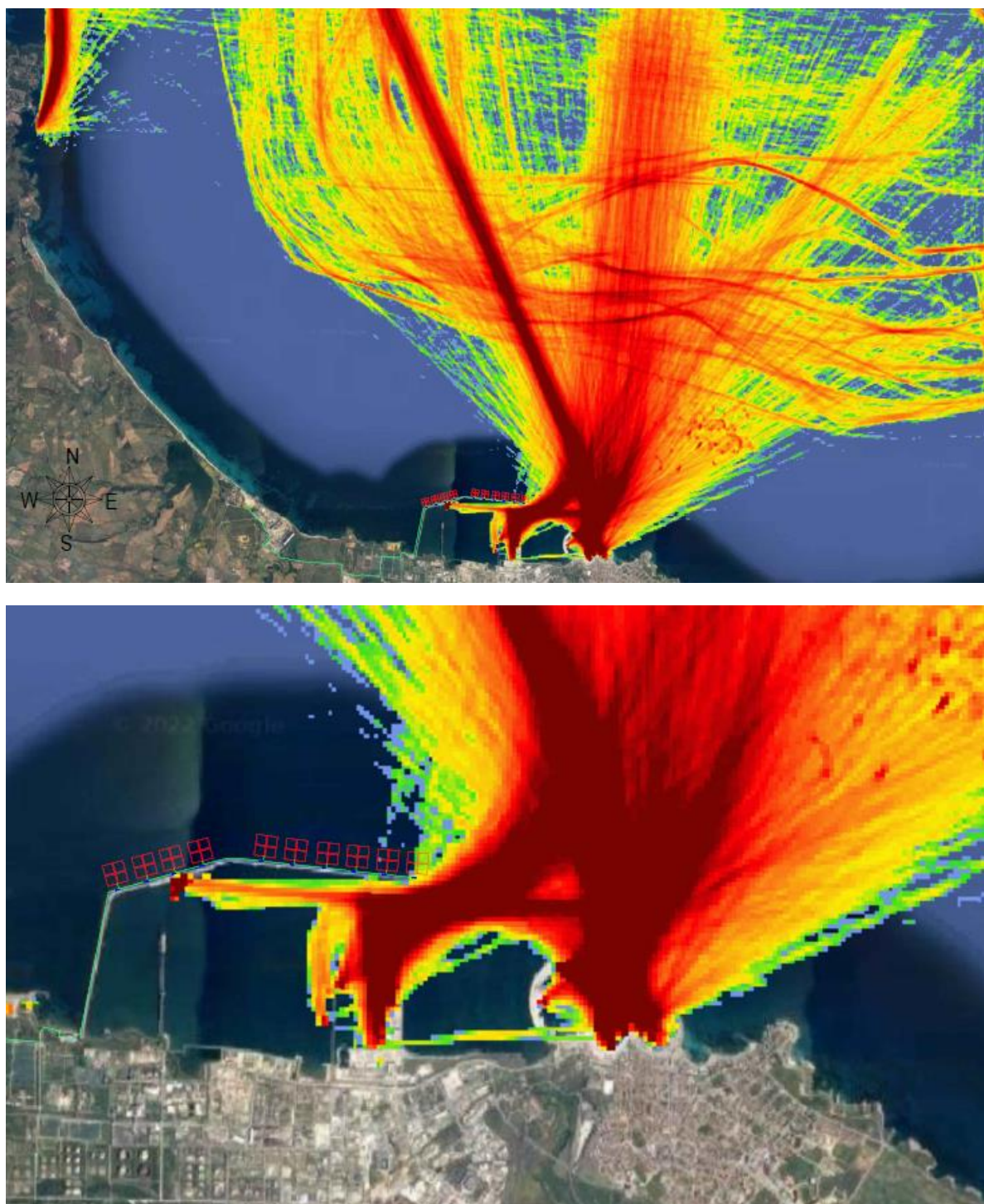
La scelta del sito per la localizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è stata effettuata tenendo in debita considerazione le rotte e il traffico marittimo al fine di minimizzare eventuali interferenze con il transito navale, nell'ottica della tutela della sicurezza della navigazione.

Nella Figura 4-16 si può vedere come il traffico si concentri soprattutto nelle zone all'interno del porto di Porto Torres per poi diramarsi al di fuori.

Fatta tale considerazione, si è scelto quindi di ubicare l'impianto fotovoltaico nella porzione di mare interdotta/meno interessata dalla navigazione.

Dall'analisi degli AIS data si può vedere nella Figura 4-16 che l'area dell'impianto fotovoltaica non è interessata da rotte di traffico ad eccezione di una minima parte nella parte di impianto ad est.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

**Figura 4-16 – Mappa del traffico navale totale**

4.1.8 Traffico aereo

Si è analizzata l'area del progetto per individuare la presenza di aeroporti civili e militari e di rotte aeree.

Il traffico aereo può essere, infatti, ostacolato/disturbato dalla presenza dei pannelli fotovoltaici. Per l'ubicazione dell'impianto fotovoltaico proposto si è tenuto conto delle norme che regolano il volo dell'aviazione civile in considerazione della posizione degli aeroporti dell'isola.

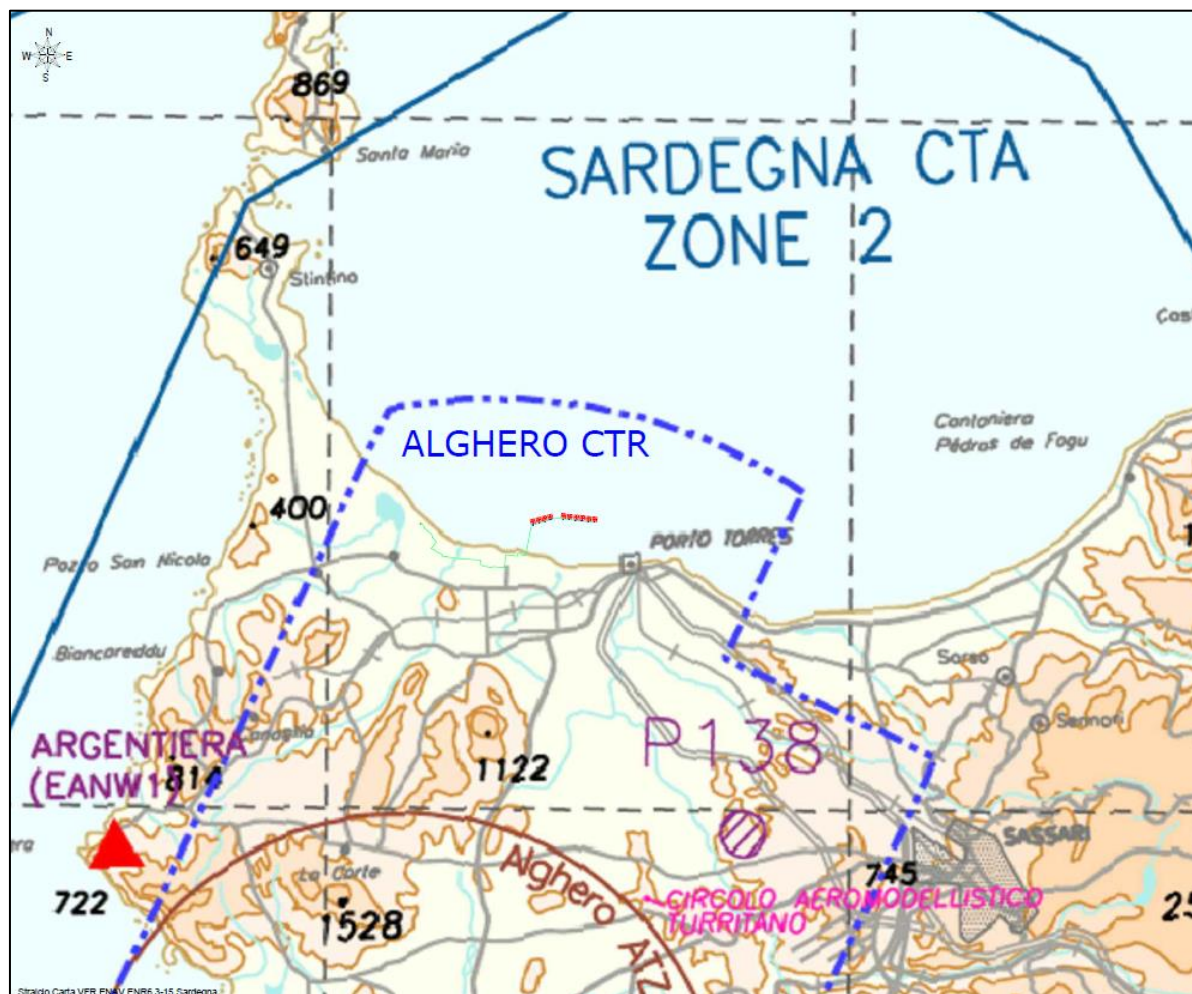


Figura 4-17 – Carta aeronautica VFR (Visual Flight Rules)

Dalla analisi delle norme suddette e della cartografia aeronautica in Figura 4-17) non si evidenziano interferenze con il progetto.

4.1.9 Aree militari e zone soggette a restrizioni

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibe. Dette zone sono pertanto soggette a particolari tipi di regolamentazioni dei quali viene data notizia a mezzo di apposito Avviso ai Naviganti.

Come si può notare dall'inquadratura del progetto, l'impianto fotovoltaico non ricade in nessuna area militare/soggetta a restrizioni.

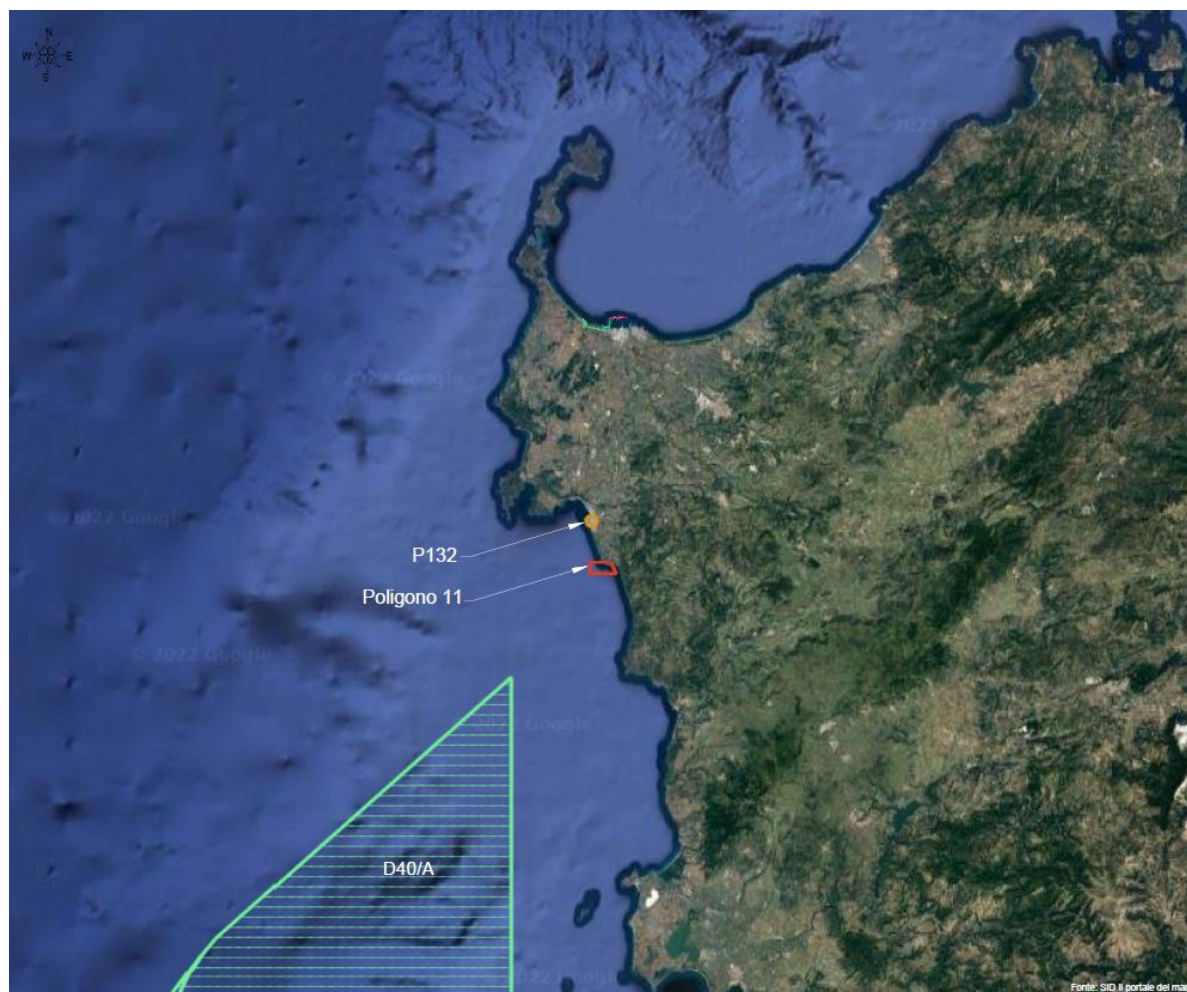


Figura 4-18 – Stralcio delle zone impiegate per le esercitazioni navali e di tiro e zone dello spazio aereo oggetto a restrizione (Fonte: SID il portale del mare)

4.1.10 Aree per ricerca scientifica

Non si evidenziano interferenze con aree adibite alla ricerca scientifica. Inoltre, considerata la attuale valenza pionieristica del progetto, si potranno stabilire accordi con gli enti di ricerca, pubblici e privati, e con le autorità competenti per l'utilizzo delle aree interessate dall'installazione dell'impianto fotovoltaico come zone di ricerca, anche al fine di valutare le prestazioni ambientali per futuri impianti fotovoltaici offshore.

4.1.11 Infrastrutture sottomarine

Asservimenti infrastrutturali possono essere determinati dalla presenza in zona di gasdotti, linee elettriche e cavi di telecomunicazioni. Nell'area marina interessata dal progetto non esistono gasdotti. Per quanto concerne i cavi di telecomunicazione, in prossimità delle aree di progetto, sono stese sul fondale marino alcune linee di comunicazione come illustrato nell'immagine seguente. Per quanto concerne le interferenze con le linee di telecomunicazioni, saranno superate secondo quanto previsto dalle norme CEI 103-6.

E' presente anche un elettrodotto di 500kV che collega la Sardegna con il resto dell'Italia.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 4-19 – Percorso dei cavi nell'area di studio

4.1.12 Rotte migratorie avifauna

Un altro aspetto da considerare è la possibile interferenza dell'impianto fotovoltaico e in particolare dei pannelli con l'avifauna.

Dall'analisi con la mappa delle rotte principali migratorie si può affermare che l'impianto è collocato al di fuori delle rotte principali migratorie dell'avifauna non interferendo con esse e perciò non presenta una minaccia dovuti ad eventuali fenomeni di riflessioni.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

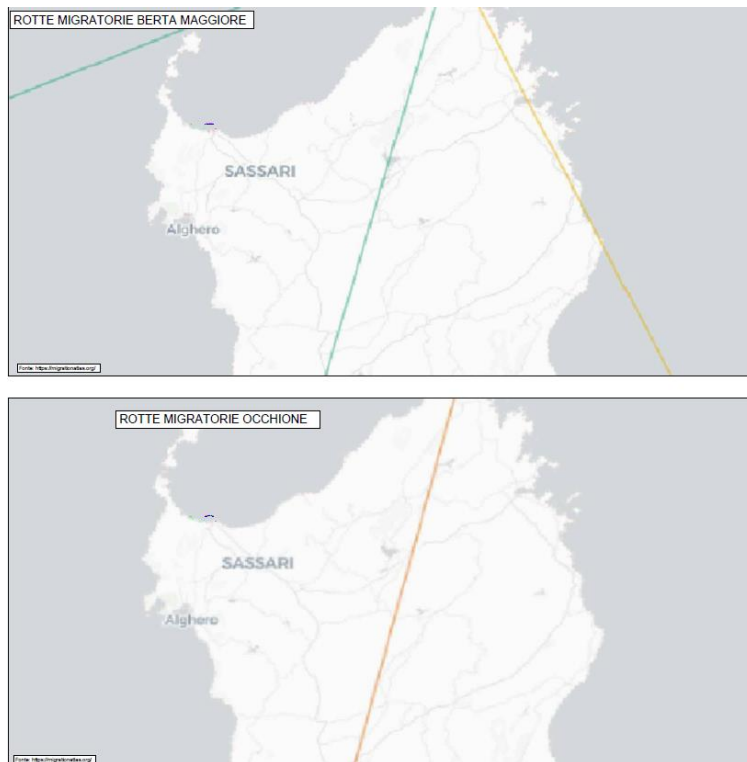


Figura 4.20 – Distanza impianto fotovoltaico dalle rotte migratorie dell’avifauna (Berta Maggiore, Occhione)

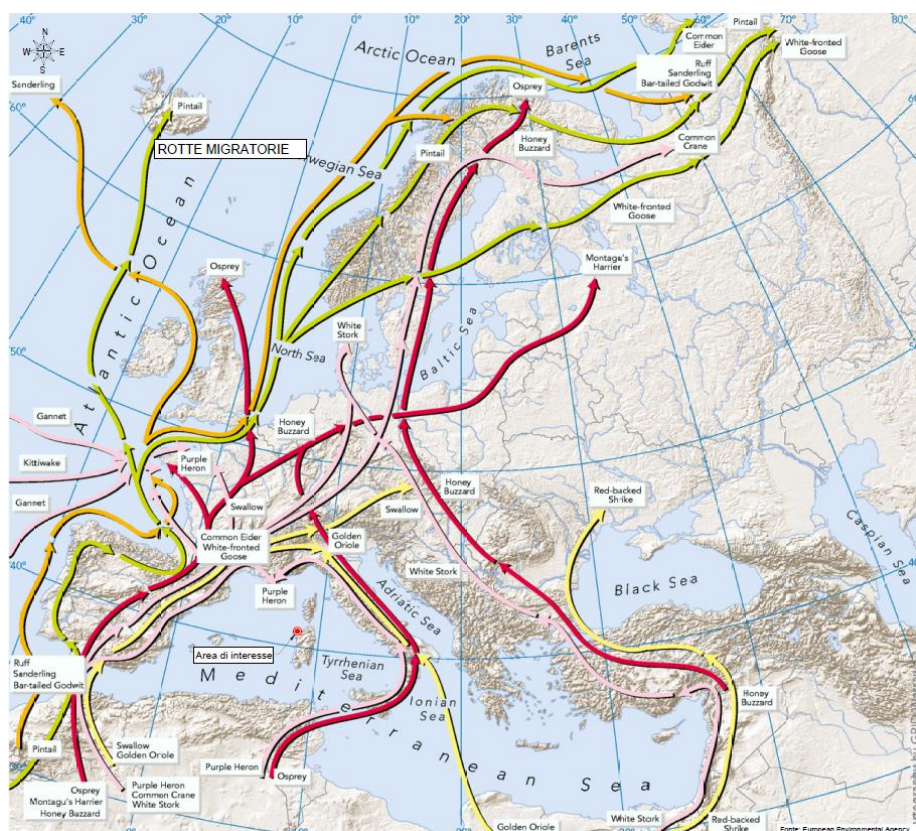


Figura 4.21 – Distanza impianto fotovoltaico dalle rotte migratorie europee

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

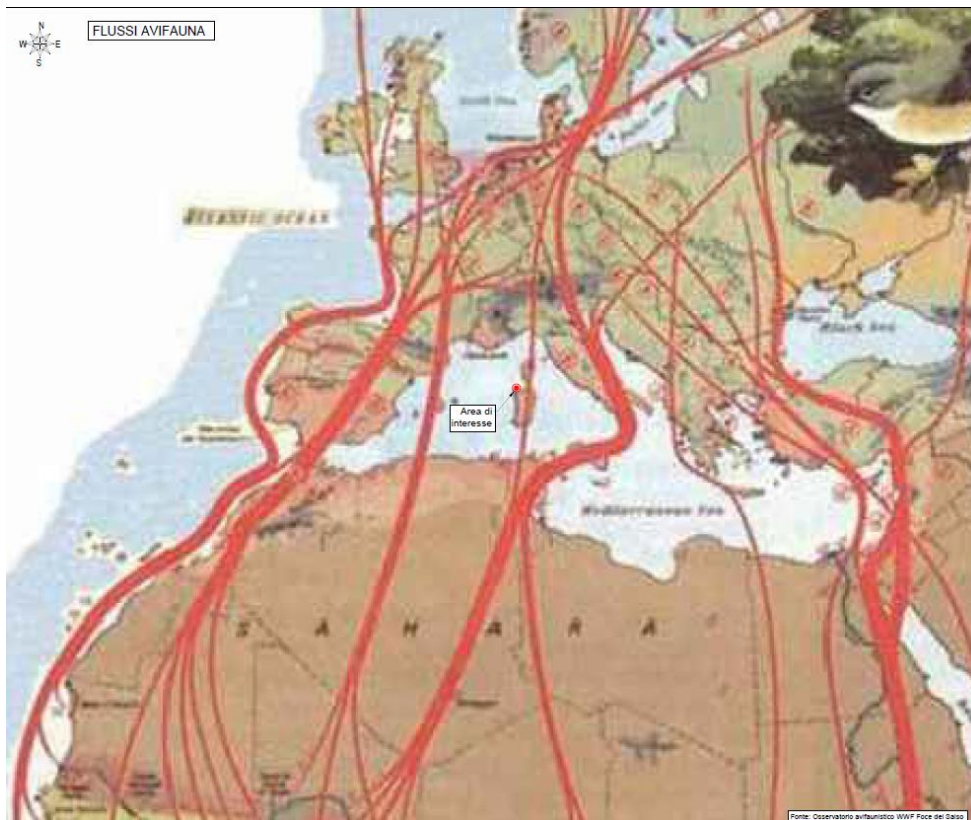


Figura 4.22 – Distanza impianto fotovoltaico dai flussi dell'avifauna

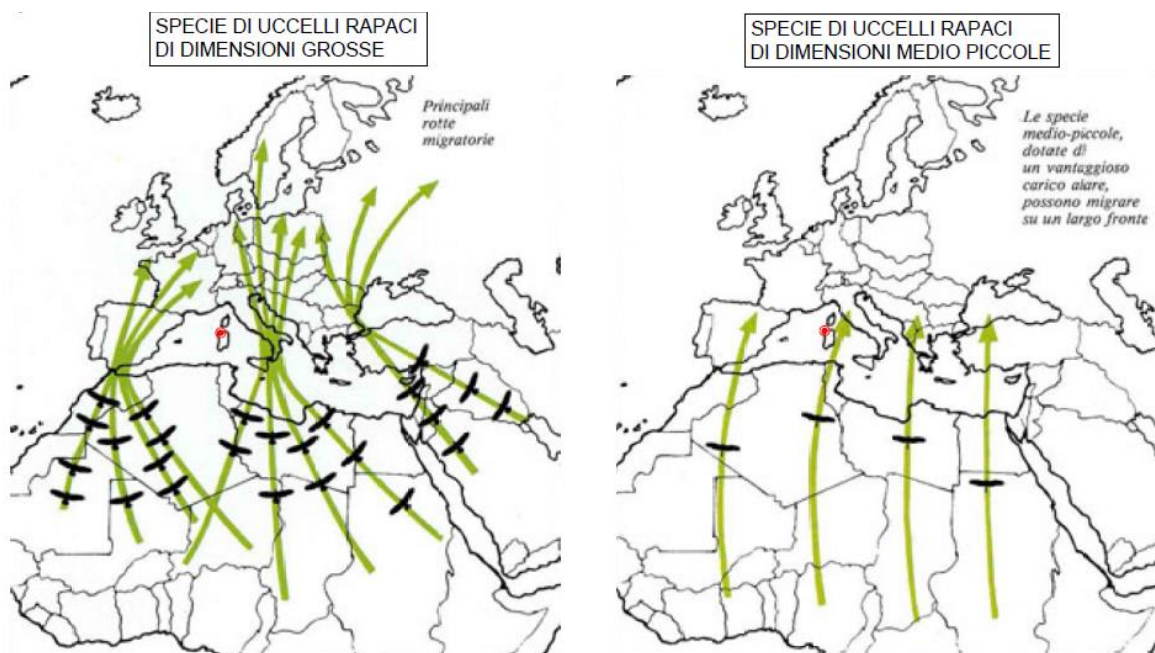


Figura 4.23 – Distanza impianto fotovoltaico dai flussi delle specie in base alle dimensioni

4.1.13 Aree protette o di interesse biologico/ecologico in mare

L'istituzione di un'Area marina protetta è preceduta dall'individuazione, attraverso una specifica disposizione normativa, di un'Area Marina di Reperimento.

Le Aree Marine di Reperimento sono individuate ai sensi delle Leggi n. 979/1982 e n. 394/1991. Una volta concluso l'iter tecnico-istruttorio l'Area marina protetta è istituita con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) d'intesa con il Ministro dell'Economia e delle Finanze che indica la denominazione e la delimitazione spaziale dell'area, gli obiettivi di conservazione e la disciplina di tutela a cui è sottoposta.

Le Aree marine protette sono costituite da ambienti marini, acque, fondali e tratti di costa prospicienti, che presentano un rilevante interesse per le caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche, biochimiche, con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine e costiere nonché per l'importanza scientifica, ecologica, culturale, educativa ed economica che rivestono. Possono essere costituite da un ambiente marino avente rilevante valore storico, archeologico-ambientale e culturale.

L'Area marina protetta comprende anche i relativi territori costieri del demanio marittimo ed è suddivisa in zone sottoposte a diverso regime di tutela ambientale, tenuto conto delle caratteristiche ambientali e della situazione socio-economica. In generale, le aree marine protette sono divise al loro interno in tre zone denominate A, B e C, con diversi gradi di tutela. In Italia sono state istituite 29 Aree marine protette e 2 Parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 228.000 ettari di mare e circa 700 chilometri di costa. Vi è inoltre il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 4.24 – Aree marine protette sul territorio italiano (Fonte: MASE)

La Convenzione di Barcellona del 1978, ratificata con legge 21 gennaio 1979 n. 30, relativa alla protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, nel 1995 amplia il suo ambito di applicazione geografica diventando "Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e la regione costiera del Mediterraneo", il cui bacino, per la ricchezza di specie, popolazioni e paesaggi, rappresenta uno dei siti più ricchi di biodiversità al Mondo.

Con il Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo del 1995 (Protocollo ASP) le Parti contraenti hanno previsto, al fine di promuovere la cooperazione nella gestione e conservazione delle aree naturali, così come nella protezione delle specie

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

minacciate e dei loro habitat, l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) o SPAMI (dall'acronimo inglese Specially Protected Areas of Mediterranean Importance).

La lista delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea comprende 39 siti di cui 11 coincidono con aree marine protette italiane (Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ultimo aggiornamento 10/05/2022).

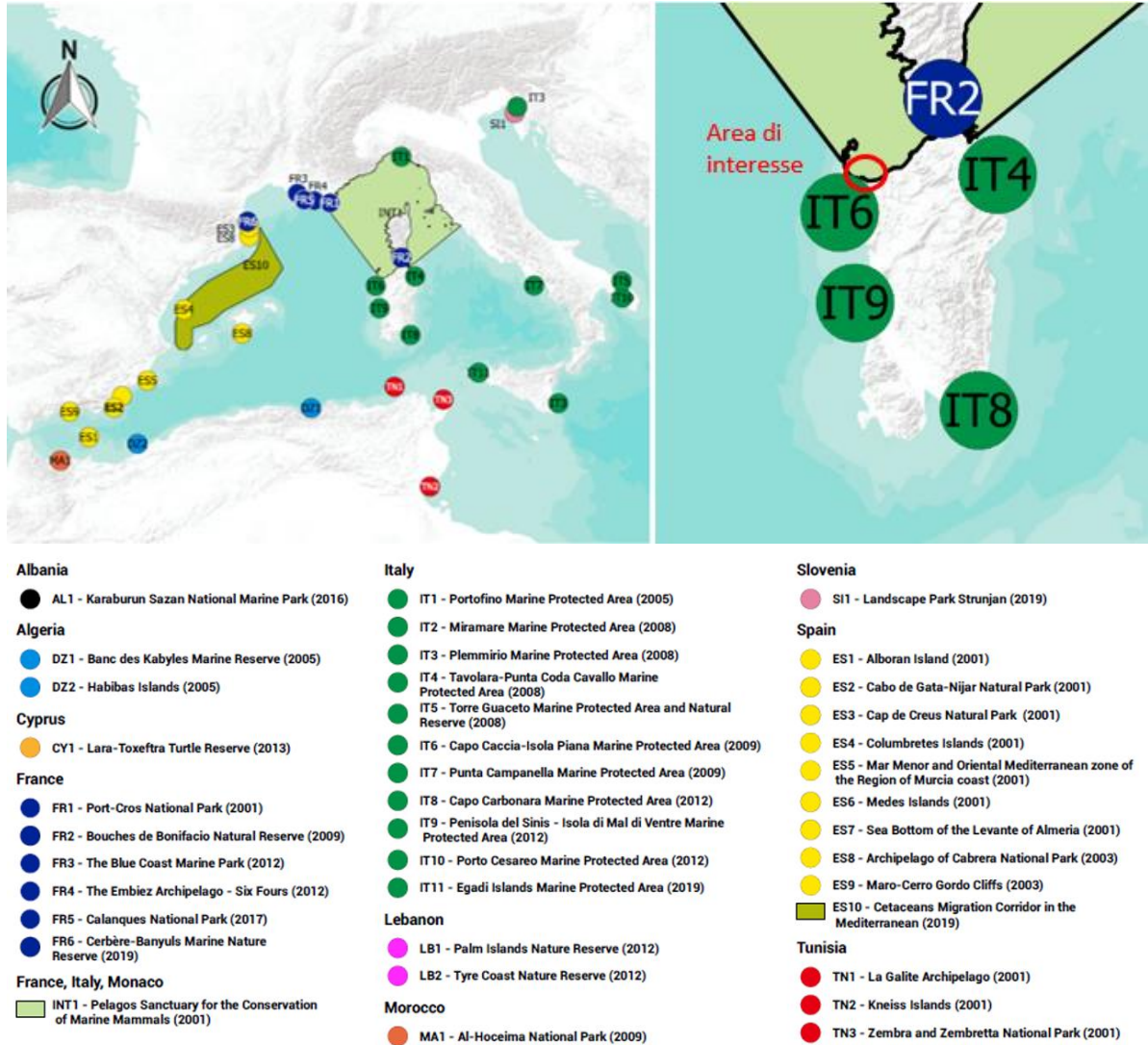


Figura 4.25 – individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) (Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas – RCS / SPA - <http://www.rac-spa.org/spami>)

4.2 Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli esistenti a terra

Per la verifica dei criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli a terra e la conformità dell'intervento in relazione ad essi, si faccia riferimento al documento "330003644_Studio di Impatto Ambientale".

4.3 Inquadramento geologico e geomorfologico

4.3.1 Caratteristiche geologiche ed idrogeologiche

La caratterizzazione geologica d'area vasta fa riferimento alla Relazione geologica allegata al Piano Urbanistico Comunale di Porto Torres. Il territorio di Porto Torres si sviluppa sul margine occidentale di un semi-graben, di età terziaria noto in letteratura come bacino di Porto Torres (Thomas & Genesseeux, 1986), colmato da vulcaniti e sedimenti di ambiente marino di età compresa tra l'Oligocene sup ed il Miocene sup.

La geometria di questa importante struttura tettonica è tale per cui sul lato occidentale emergono le formazioni più antiche rappresentate dal basamento paleozoico e dalle coperture mesozoiche della Nurra, mentre sul lato orientale prevalgono i sedimenti marini miocenici. Nella figura sottostante si riporta lo schema tettonico della Sardegna Settentrionale tratto da: A. Funedda, G. Oggiano, S. Pasci: The Logudoro basin: a key area for the tertiary tectono-sedimentary evolution of North Sardinia

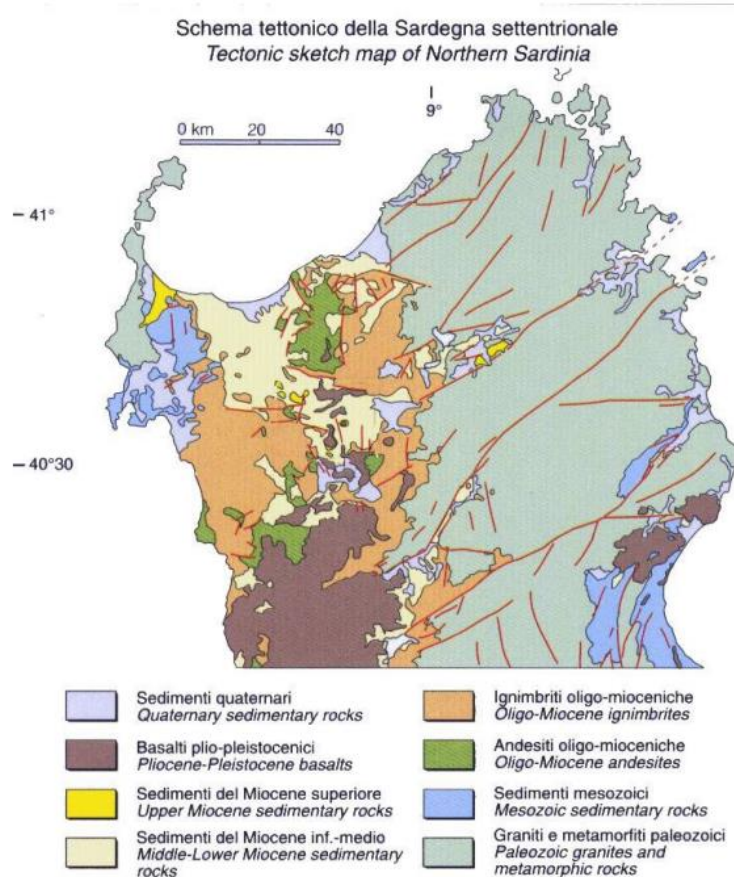


Figura 7.16: Schema tettonico della Sardegna settentrionale

Figura 4.26 Schema tettonico della Sardegna settentrionale

Nel territorio ricompreso nell'isola madre prevalgono formazioni di età compresa tra il mesozoico ed il terziario. La disposizione dei terreni in affioramento è il risultato di una fase tettonica disgiuntiva attiva durante il Terziario che ha dato luogo all'apertura di un bacino subsidente con geometria a semigraben che si approfondisce verso ovest, successivamente colmato da sedimenti marini e continentali terziari.

Il territorio di Porto Torres, si viene a collocare sul margine occidentale di questa struttura; sul lato ovest affiorano le formazioni più antiche sulle quali si è strutturato il bacino terziario,

rappresentate dalle formazioni calcareo dolomitiche mesozoiche, sul lato orientale trovano invece ampio sviluppo le sequenze sedimentarie mioceniche che colmano la struttura. Interposte tra il basamento mesozoico e le formazioni sedimentarie mioceniche, affiora una stretta cintura di vulcaniti, anch'esse di età terziaria, messe in posto durante le prime fasi della tettonica terziaria.

Le sequenze mesozoiche comprendono formazioni che vanno dal Trias medio (Muschelkalk) al Giurassico superiore (Malm); sono rappresentate in prevalenza da calcari e dolomie, in genere ben cementate, disposte in strati di media potenza. Tutta la sequenza mesozoica è interessata da un blando piegamento, ad assi Est - Nord Est che determina un sistema di sinclinali e anticlinali aperte, a loro volta intersecate da faglie distensive dirette N 60° o Nord Sud. Sono prevalenti giaciture sub-orizzontali o poco inclinate.

Direttamente sovrapposte sul basamento mesozoico vi sono delle ignimbriti saldate a composizione riodacitica che affiorano lungo una stretta fascia a ridosso della zona industriale e si immergono al di sotto della sequenza sedimentaria miocenica. Queste vulcaniti sono state datate all'Oligocene sup. sono composte da litologie generalmente ben saldate disposte in banchi di spessore metrico, con intercalati episodi cineritico pomiceo talvolta interessati da una alterazione anche intensa.

La sequenza sedimentaria miocenica affiora per tutto il settore centrale e orientale del territorio comunale. Sono distinguibili diversi litotipi che rappresentano diversi ambienti deposizionali che sono susseguiti sia in ordine temporale, marcando un progressivo approfondimento del bacino miocenico che in senso trasversale in relazione alla reciproca collocazione all'interno del bacino stesso.

Alla base la sequenza ed in prossimità del margine del bacino si ritrovano dei sedimenti clastici continentali caratterizzati da conglomerati, depositi di spiaggia o depositi lacustri, passanti lateralmente e verso l'alto a biocalcareni e calciruditi caratteristici di ambienti di più alta energia, seguiti ancora da sedimenti marnoso arenacei finemente stratificati che testimoniano l'istaurarsi di un ambiente di mare più profondo.

I termini più recenti della sequenza miocenica affiorano tra la zona industriale e Fiume Santo e sono rappresentati da delle argille e conglomerati di ambiente alluvionale.

Le litologie più rappresentate sono i calcari organogeni e le calcareniti che affiorano nel settore centrale dell'area indagata, e la sequenza di siltiti e marne che emerge sia a ridosso della zona industriale che nel settore orientale, lungo il tratto costiero.

I calcari organogeni e le calcareniti mostrano un aspetto massivo, con giunti di stratificazione poco marcati, sono composti in prevalenza da bioclasti e frammenti di alghe incrostanti tenuti assieme da un cemento carbonatico.

Le formazioni più recenti sono rappresentate dai depositi quaternari che comprendono dei depositi di spiaggia antichi, conservati in piccoli lembi lungo un terrazzo marino collocato qualche metro sopra l'attuale livello del mare ed attribuibili al Tirreniano, seguiti da depositi continentali probabilmente Wurmiani, costituiti da argille sabbiose, sabbie argillose, sabbie e limi, con un colore tipicamente rossastro. Nelle valli principali che ospitano i corsi d'acqua più importanti (Rio Mannu e Rio di Ottava, Fiume Santo) si individuano infine dei depositi alluvionali attuali e recenti composti in prevalenza da sabbie, limi e limi argillosi.

L'area portuale di Porto Torres è impostata in parte sui calcari organogeni e in parte sulle marne arenacee con intercalazioni a siltiti. Qui di seguito si riporta lo stralcio della carta dell'area portuale estratta dalla carta geolitologica del Piano Urbanistico Comunale di Porto Torres.

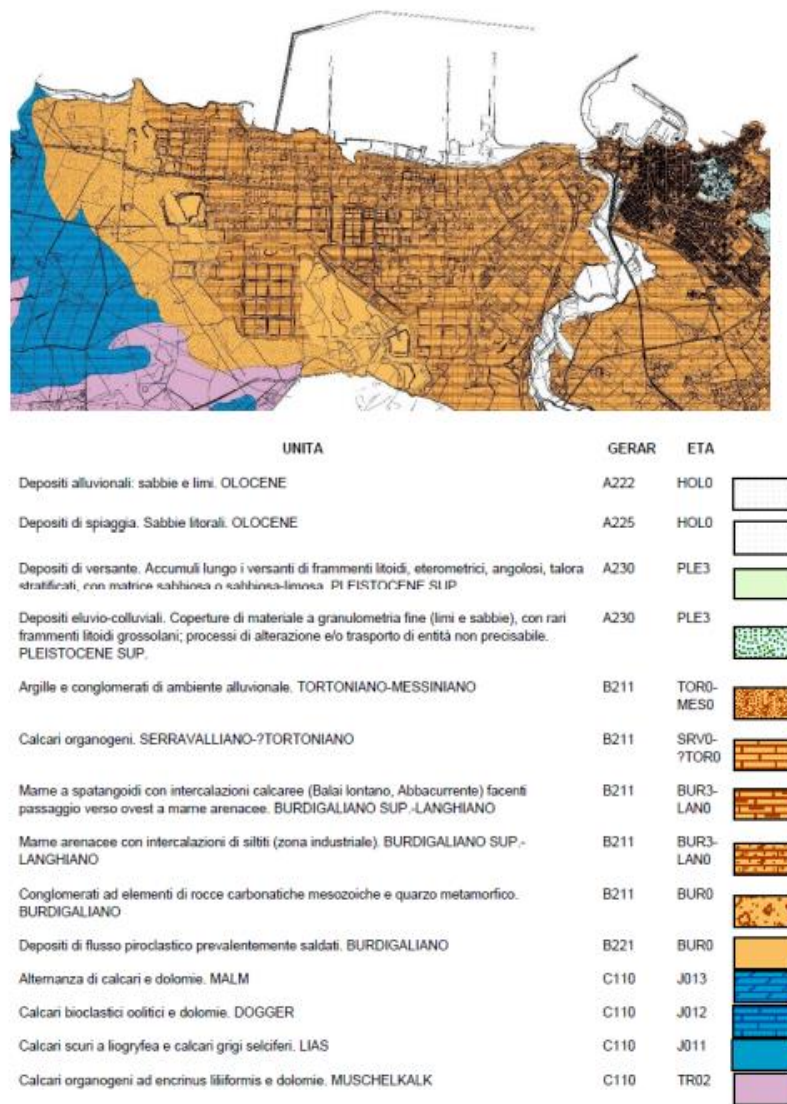


Figura 4.27 Carta geolitologica dell'area di interesse (Fonte: PUC di Porto Torres)

4.3.2 Inquadramento geomorfologico

Nell'area vasta di indagine, considerando il territorio comunale di Porto Torres, questo è caratterizzato nel settore ovest dalla presenza dei rilievi collinari impostati sulle formazioni mesozoiche separati tra loro da vaste aree sub pianeggianti. La cima più alta è quella di Monte Alvaro (342 m s.l.m.), seguono M.te Elva (118 m), M Elveddu (72 m) ed i rilievi di Nuraghe Margone (58 m).

È tipica la forma dolce e arrotondata di questi rilievi frutto di un lungo periodo di emersione e modellamento del versante.

Le acclività dei versanti sono in media comprese tra il 10 ed il 40%.

Le analisi condotte nell'ambito degli studi per la stesura del PUC di Porto Torres permettono di definire una sostanziale stabilità dei versanti.

Gli unici processi evolutivi in grado di influire sull'uso del territorio sono legati a fenomeni di crollo attivo o potenziale individuati su alcune scarpate rocciose presso la foce del Fiume Santo o in corrispondenza dei fronti della ex Cava Nanni Doro.

Ad est dei rilievi carbonatici mesozoici si apre una vasta area pianeggiante impostata sulle formazioni sedimentarie mioceniche.

Si può distinguere una zona centrale, interposta tra i rilievi mesozoici e il Rio Mannu, in gran parte occupata dall'area industriale, caratterizzata da una morfologia pianeggiante, con quote mediamente comprese tra 5 e 25 m s.l.m., che originariamente ospitava lo stagno di Gennano. Questo settore è stato in gran parte trasformato attraverso le opere di infrastrutturazione dell'area industriale.

Il tratto costiero è in gran parte protetto dalle opere portuali con ampie zone completamente trasformate dall'intervento antropico.

La porzione compresa tra la foce de Fiume Santo e il molo industriale è invece caratterizzata da una costa bassa, rocciosa, in cui si alternano piccole insenature con fondo sabbioso.

Ad est del Rio Mannu, si apre una vasta area pianeggiante, dolcemente ondulata, con superficie topografica compresa mediamente tra 20 e 50 m s.l.m. delimitata verso mare da una falesia ripida in gran parte impostata su roccia.

Questo ampio tavolato è inciso dal Rio Mannu e dal suo affluente destro, Rio d'Ottava, che scorrono in valli a fondo piatto, dal profilo sinuoso, riempite dai sedimenti alluvionali e delimitate a tratti da pareti ripide con fronti anche verticali.

Tra le forme morfologiche legate alla dinamica fluviale sono state evidenziate le scarpate rocciose che si delineano al bordo delle valli del Mannu e del Rio d'Ottava. Si tratta di forme perlopiù relitte originatesi attraverso processi di scalzamento alla base attivi in epoche passate e con regimi idraulici differenti dall'attuale.

L'ampio tavolato che descrive la restante porzione del territorio comunale presenta come detto, una morfologia dolce con acclività mediamente inferiori al 20%.

In gran parte dell'area affiorano dei calcari bioclastici e delle biocalcareni che sfumano verso la costa in una sequenza marnoso arenacea di mare basso.

I calcari bioclastici e le biocalcareni sono soggetti a processi di dissoluzione chimica di tipo carsico che si manifestano attraverso forme ipogee e epigee.

Riguardo a questo, in linea generale, attraverso i dati raccolti nell'ambito degli studi condotti per la stesura del PUC, si può affermare che le strutture e fenomenologie di tipo carsico sono presenti in maniera diffusa su tutto il territorio ed in particolare su litotipi riconducibili appunto ai calcari bioclastici. Le strutture censite hanno in media delle dimensioni modeste e sono rare le situazioni di interferenza con l'attività antropica.

Partendo da queste considerazioni si ritiene che questo tipo di manifestazioni non pongano particolari condizionamenti all'uso del territorio in quanto possono essere gestite e individuate attraverso un adeguato studio del sottosuolo come previsto dalla normativa vigente sulle costruzioni.

Per quanto riguarda i fenomeni franosi emersi nel corso dello studio geologico e geotecnico allegato al PUC di Porto Torres, compresi i fenomeni storici presenti negli archivi pubblici ed in particolare censiti dal progetto IFFI, si può riassumere che si tratta in prevalenza di fenomeni di crollo o scivolamento, concentrati principalmente lungo la falesia o lungo le scarpate sia artificiali che naturali impostate su formazioni litoidi.

A questi si aggiungono fenomeni di dilavamento diffuso o concentrato osservati lungo la costa, a carico delle coperture pleistoceniche o in generale in scarpate caratterizzate da forti acclività. Nessuno di questi fenomeni interessa la zona portuale e industriale.

4.4 Inquadramento meteomarinò

Dal punto di vista climatico, l'area di Porto Torres si colloca in una zona condizionata da un clima relativamente mite in cui prevalgono condizioni di generale stabilit  atmosferica. Il clima pu  essere definito temperato-caldo e tipicamente bi-stagionale. Le precipitazioni a carattere piovoso sono solitamente limitate, con una maggiore concentrazione nella stagione invernale e autunnale e qualche improvviso acquazzone in primavera.

4.4.1 Livello idrometrico

Nella tabella sottostante sono riportati i livelli di marea registrati nella localit  di Porto Torres, estrapolati dai dati Marea Astronomica e Meteorologica in Italia.

Livelli di Marea di Progetto	m sull'IGM	m sul l.m.m.	m I.G.M.		m L.M.M.	
HAT	+0.39	+0.25	+0.39 m I.G.M.	+0.25 m L.M.M.		
MHWS	+0.27	+0.13	+0.27 m I.G.M.	+0.13 m L.M.M.		
MHWN	+0.24	+0.10	+0.24 m I.G.M.	-0.10 m L.M.M.		
MSL	+0.14	�0.00	+0.14 m I.G.M.	+0.00 m L.M.M.		
MLWN	+0.06	-0.08	+0.06 m I.G.M.	-0.08 m L.M.M.		
MLWS	+0.02	-0.12	+0.02 m I.G.M.	-0.12 m L.M.M.		
IGM	�0.00	-0.14	+0.00 m I.G.M.	-0.14 m L.M.M.		
LAT	-0.20	-0.34	-0.20 m I.G.M.	-0.34 m L.M.M.		

Tabella 4-1 – Livello Idrometrico

4.4.2 Profilo Batimetrico

Le batimetrie nell'area di interesse, come mostrato nella figura sottostante, evidenziano una profondit  del fondale che oscilla tra i 23m e i 16m

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

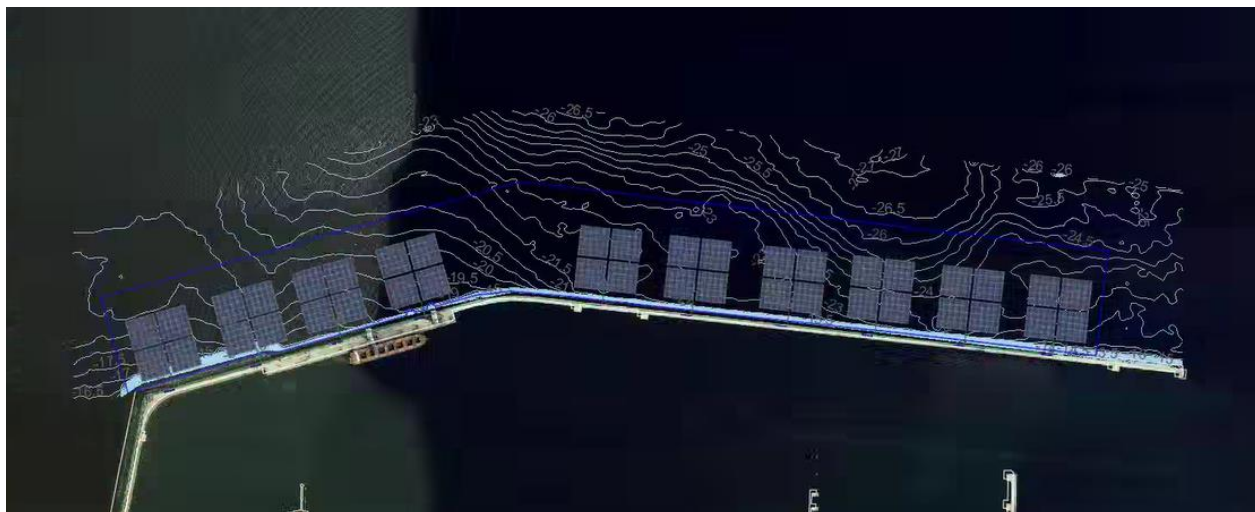


Figura 4.29 – Dettaglio della batimetria. Mappa ottenuta dall'interpolazione dei dati batimetrici puntuali

4.4.3 Vento

I venti prevalenti provengono dai settori di Ovest e Ovest-Nord Ovest. Le intensità sono generalmente moderate con il 92% di probabilità di occorrenza di venti con velocità non superiore a 10m/s.

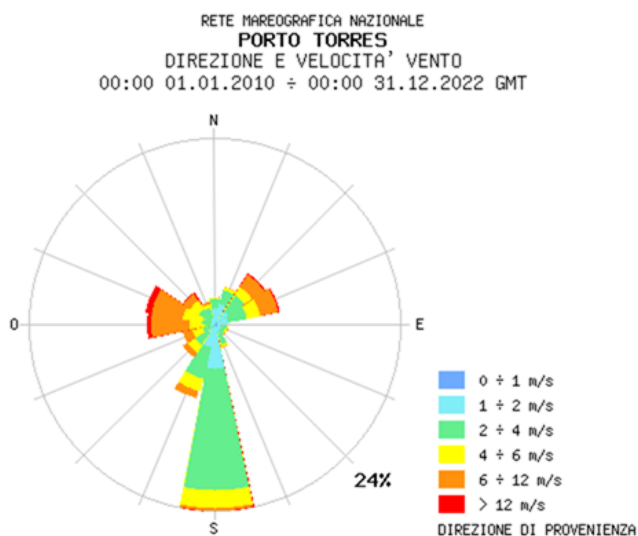


Figura 4.30 – Rosa del vento (fonte rete mareografica nazionale, Porto Torres)

4.4.4 Moto Ondoso al largo

Le onde prevalenti provengono dai settori di Ovest-Nord Ovest e Nord-Nord Ovest. Non si riscontrano altezze d'onda significativa molto elevate poiché si osserva una probabilità di occorrenza dell'86% per onde con $H_s \leq 1.0m$ e del 97.5% per onde con $H_s \leq 2.0m$.

4.4.5 Moto Ondoso all'imboccatura del porto

Le onde prevalenti provengono da Nord. Non si riscontrano altezze d'onda significativa molto elevate poiché si osserva una probabilità di occorrenza dell'93% per onde con $H_s \leq 0.5m$ e del 95% per onde con $H_s \leq 1.0m$.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

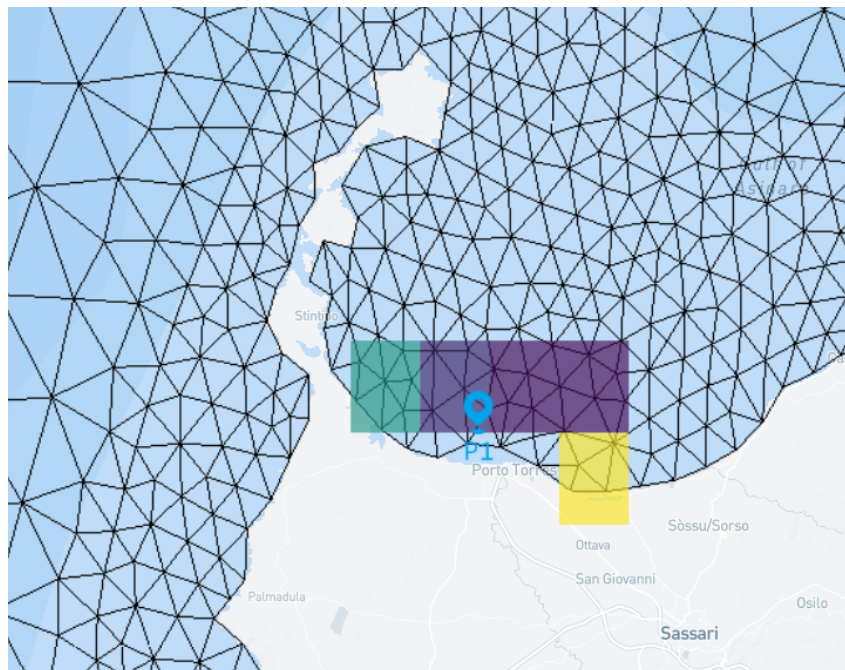


Figura 4.31 – Posizione Rosa delle onde (fonte DHI, Mediterranean SW_WRF)

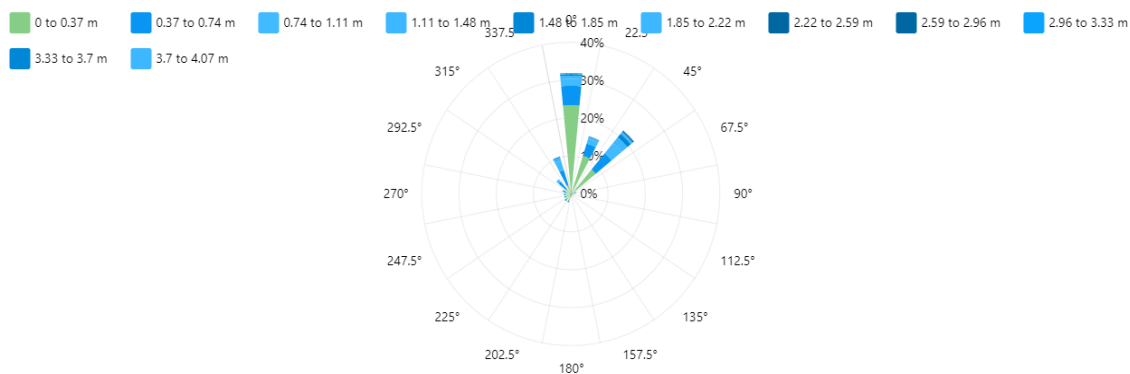


Figura 4.32 – Rosa delle onde (fonte DHI, Mediterranean SW_WRF)

4.4.6 Regime delle correnti

Il regime delle correnti all'interno del porto può considerarsi di esigua entità.

4.5 Inquadramento socioeconomico: attività economiche e turismo

Per quanto riguarda le attività economiche, come mostrato in Figura 4-33: Distribuzione settori industriali e servizi nell'anno 2017 (Fonte: Istat, Frame-SBS territoriale), il comune di Porto Torres si classifica tra i comuni con maggior numero di unità industriali di settori "attivi" (132) e in fascia media per il numero di unità di servizio in settori "attivi" (515). Porto Torres è il quinto comune della Sardegna settentrionale per concentrazione di attività di impresa (fonte ISTAT).

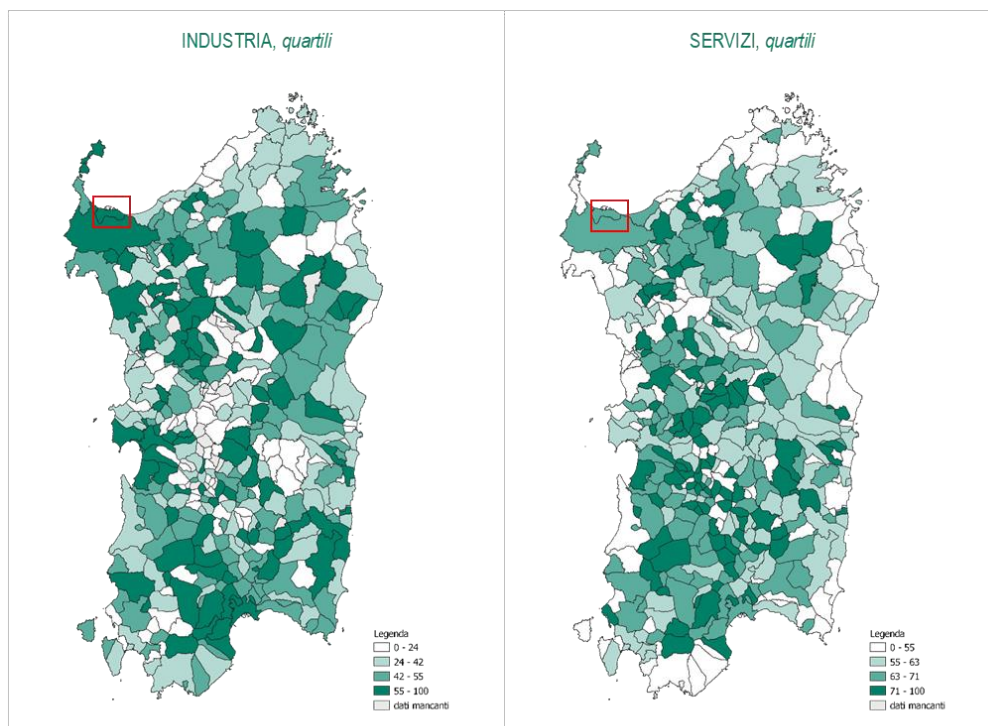


Figura 4-33: Distribuzione settori industriali e servizi nell'anno 2017 (Fonte: Istat, Frame-SBS territoriale)

Dal punto di vista del sistema imprenditoriale proprio del comune di Porto Torres, si evidenzia una larga presenza delle attività commerciali, pari al 26% sulla totalità delle imprese, seguito dai servizi (21%), quindi il settore costruzioni (15%) ed infine agricoltura e pesca (13%) (fonte Consorzio Industriale Provinciale di Sassari ¹).

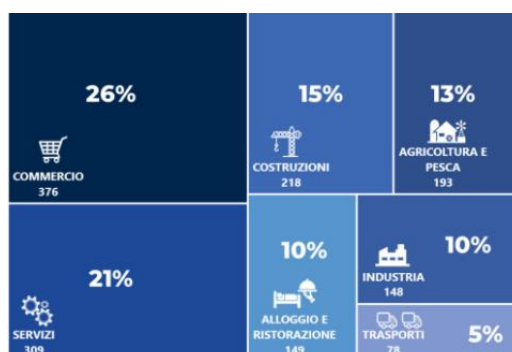


Figura 4-34: Sistema imprenditoriale Porto Torres (fonte: CIP Sassari)

¹ <https://www.cipsassari.it/analisi-economiche-e-statistiche-porto-torres/>.

Per quanto riguarda il turismo, il comune di Porto Torres si classifica al diciannovesimo posto su 92 comuni per presenza turistica nelle proprie strutture ricettive (fonte Consorzio Industriale Provinciale di Sassari²). Di particolare importanza è la zona portuale di Porto Torres, in quanto è il secondo scalo della Sardegna per quanto riguarda i passeggeri, e primo per le merci³. Il porto è punto cardine d'accesso all'[isola dell'Asinara](#), uno dei tre parchi nazionali della regione Sardegna.

Il porto è un porto "multipurpose" in quanto è composto da due zone ben distinte (**Figura 4-37**): il porto commerciale e turistico, la parte antica del porto, facilmente raggiungibile dalla città e dedicato alle navi passeggeri e merci e al traffico da diporto; il porto industriale (interessato dal progetto oggetto del presente studio), situato fuori città, in cui attraccano traghetti passeggeri e allo sbarco merci, container sabbie e minerali e con accesso proibito alle unità da diporto. Il porto industriale di Porto Torres ha nella zona ovest il molo ASI, terminale lungo 800 m non accessibile e dedicato al traffico di combustibili solidi e liquidi.

Nell'anno 2019, il porto ha registrato l'arrivo di 1.060.577 passeggeri su traghetti e altrettanti veicoli privati e commerciali (fonte CIP Sassari⁴). È reperibile online⁵ un'analisi statistica delle partenze e degli arrivi secondo tipologia di nave. Analizzando i dati disponibili, si nota che in media nel mese di novembre 2022 la tipologia di nave più attiva in porto è stata quella da pesca e navi passeggeri. Si riporta in **Figura 4-35: Tipologia di navi e posizioni di attracco** nel porto industriale di Porto Torres (fonte MarineTraffic) una vista "live" (12 dicembre 2022) sul porto di Porto Torres (fonte Marine Traffic⁶) in cui sono rappresentate le tipologie di navi e la loro posizione all'interno del porto industriale.

² <https://www.cipsassari.it/analisi-economiche-e-statistiche-porto-torres/>).

³ https://interreg-maritime.eu/documents/782647/1724678/T322_IT.pdf/57c1256b-dbd3-4657-b5af-21ed654899d1

⁴ <https://www.cipsassari.it/analisi-economiche-e-statistiche-porto-torres/>).

⁵ <https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ports/240?name=PORTO-TORRES&country=Italy>

⁶ <https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ports/240?name=PORTO-TORRES&country=Italy>

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 4-35: Tipologia di navi e posizioni di attracco nel porto industriale di Porto Torres (fonte MarineTraffic)

In **Figura 4-36** è raffigurata la densità di traffico marino da/a porto di Porto Torres, ottenuta grazie a dati AIS (Automatic Identification System).

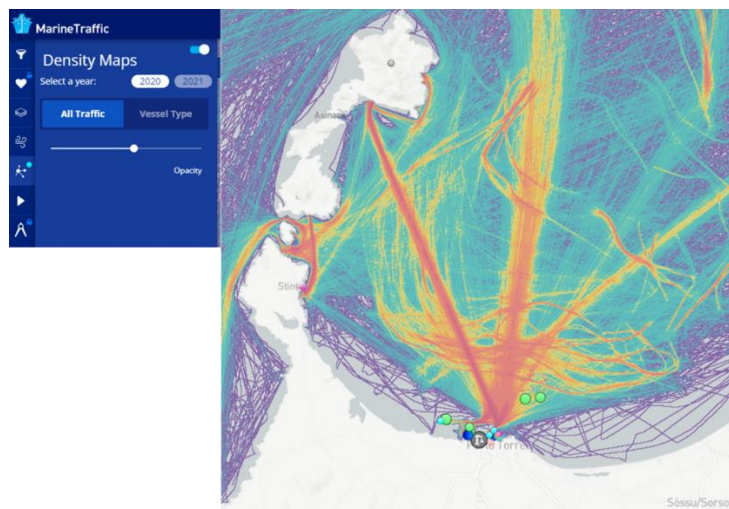


Figura 4-36: Densità traffico marino (tutti i tipi di nave) a/da porto di Porto Torres (fonte: AIS Marine Traffic⁷)

In prossimità del porto industriale, Porto Torres conta una zona industriale con più di un centinaio di aziende operative e un personale addetto di .1600 persone. Le attività di trasformazione insediate in quest'area sono ripartite tra raffinerie, chimica e fibre, e sono di stimolo alla creazione di numerose aziende esterne di servizi, assistenza tecnica, produzioni e trasformazioni di materie derivate dalle lavorazioni di base del polo chimico.

⁷ <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:8.5/centery:41.0/zoom:11>

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 4-37: Porto industriale (riquadro rosso a sinistra) e porto commerciale e turistico (riquadro rosso a destra) (fonte : PagineAzzurre)

5. DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO

Il progetto prevede l'installazione offshore di blocchi (array) di pannelli fotovoltaici aventi una potenza unitaria pari a circa 4 MWp cadauno per potenza totale pari a circa 40'000 kWp. Ogni blocco (array) di pannelli è suddiviso in 4 sub array da circa 1 MWp cadauno. L'impianto sarà ubicato a largo della costa nord occidentale della Sardegna nella zona antistante il porto industriale di Porto Torres.

L'area di occupazione della survey è di circa 150 ettari e risulta delimitata da 6 punti con coordinate riportate nella tabella sotto:

Coordinate WGS84 UTM 32N		
ID PUNTO	EST	NORD
1	445045.69	4522787.62
2	446282.98	4522629.39
3	448138.60	4522408.84
4	448138.60	4522908.84
5	446282.98	4523129.39
6	445045.69	4522287.62

Tabella 5.1: Coordinate dell'area di progetto a mare



Tabella 5.2: Area di progetto a mare

L'area occupata dai pannelli fotovoltaici è invece di circa 30ha.

Le profondità dell'area variano fino a raggiungere un massimo di 26 m. La tecnologia utilizzata per i pannelli sarà quella di fondazione galleggiante. Detta tecnologia permette di realizzare impianti su superfici marine e acque interne, con impatti ambientali trascurabili.

5.1 Parte a mare

La parte a mare dell'impianto si compone dei seguenti macro-elementi.

- pannelli fotovoltaici del tipo monofacciale;

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- inverter di conversione cc/ca;
- fondazione galleggiante;
- ancoraggi (pali o zavorre);
- cablaggi elettrici;
- risers per uscita cavidotti e collegamento dei cavi tra terra e mare;
- protezione cavidotti sul fondo del mare tramite materassi in cls.

5.1.1 Pannello fotovoltaico

Il progetto prevede l'installazione di circa 95040 pannelli fotovoltaici monofacciali che garantiscono una potenza di picco per singolo pannello pari a 435W.

Ogni pannello è composto da una struttura a singola faccia, del tipo riportato di seguito.

- celle solari in silicio monocristallino;
- 1 lastra di vetro temperato con il compito di intrappolare le celle solari;
- un telaio in materiale metallico (ex alluminio o acciaio) o altro materiale resistente alla corrosione per sostenere i suddetti strati;
- Silicone sigillante ai bordi del pannello per fissare gli strati al telaio.



Figura 5.3 – Esempio di pannelli fotovoltaici su piattaforma galleggianti

Di seguito si riportano a titolo puramente indicativo alcune caratteristiche meccaniche ed elettriche di un pannello solare potenzialmente utilizzabile, facendo riferimento al tipo LR4-72HIH 435M prodotto dalla Longi Solar (il costruttore dei pannelli sarà selezionato in fase di progettazione esecutiva).

Numero di celle monocristalline [n.]	144 (6x24)
Dimensioni principali del modulo [mm]	2094x1038x35
Peso del modulo [kg]	23.5
Spessore lastra di vetro [mm]	3.2
Spessore telaio [mm]	35
Massima potenza di picco [W]	435
Tensione VMPP [V]	40.9
Corrente IMPP [A]	10.64
Tensione a vuoto VOC [V]	48.7
Corrente di corto circuito ISC [A]	10.64
Efficienza [%]	20.0

Tabella 5.4: Caratteristiche meccaniche ed elettriche pannello fotovoltaico Longi Solar

Il modello di pannello verrà confermato durante la fase esecutiva del progetto. Il costruttore e il modello finale di pannello verranno selezionati durante la fase esecutiva del progetto.

5.1.2 Inverter di conversione cc/ca

Per ogni sottocampo sono previsti 36 inverter per la conversione da corrente continua ad alternata. Ogni inverter riceve in input la corrente da 66 pannelli in CC, restituendo come output un cavo in CA ad una tensione di ~ 0.4 kV.

A seguire si riportano a titolo puramente indicativo alcune caratteristiche di un generico inverter che potrebbe essere utilizzato, facendo riferimento al tipo Sunny Tripower 25000TL-30 prodotto dalla SMA. Il costruttore e il modello finale degli inverter verranno selezionati durante la fase esecutiva del progetto



Figura 5.5: Inverter

INGOMBRI E PESO	
Dimensioni [mm]	661 x 682 x 264
Peso [kg]	61
CARATTERISTICHE INPUT IN CC	
Massima tensione in ingresso [kV]	1
Range operativo di tensioni [kV]	0.39-0.8
Massima corrente per MPPT [A]	33
CARATTERISTICHE OUTPUT IN CA	
Potenza attiva nominale [kW]	25
Tensione nominale [kV]	0.4
Massima corrente [A]	36.2

Tabella 5.6: Caratteristiche principali inverter

5.1.3 Fondazione galleggiante

Il sistema di sostegno è deputato a supportare i pannelli fotovoltaici, in maniera tale da gestire senza criticità i carichi dinamici dovuti ai fenomeni meteomarinari. Per il presente progetto è previsto l'utilizzo di una struttura galleggiante, connessa tramite connessioni snodabili agli elementi adiacenti, capace di fornire una spinta di galleggiamento tale da mantenere la struttura sopraelevata rispetto al livello del mare, evitando l'ingresso diretto dell'acqua nelle condizioni di agitazione ondosata.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

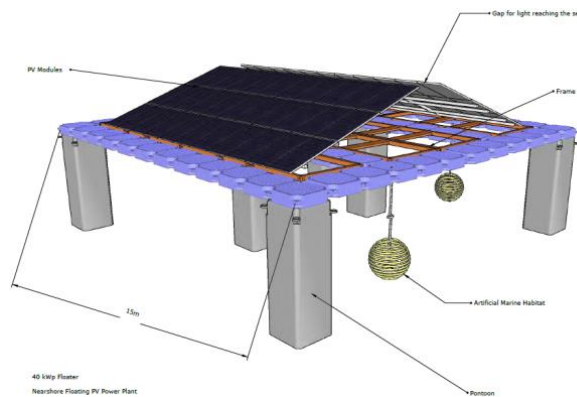


Figura 5-7: Dettaglio del sistema di sostegno

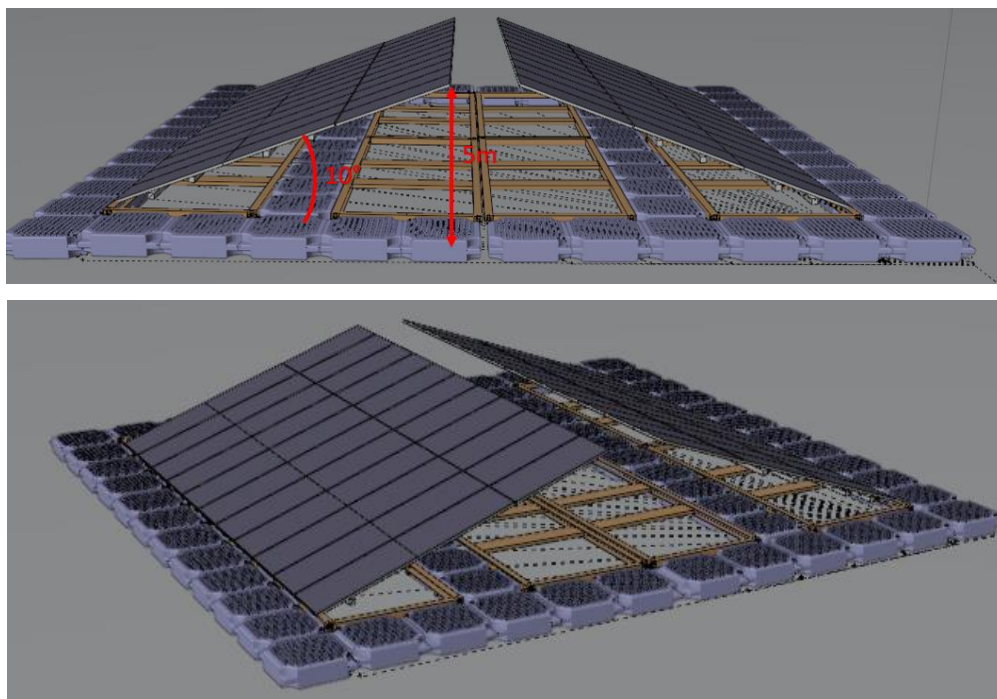


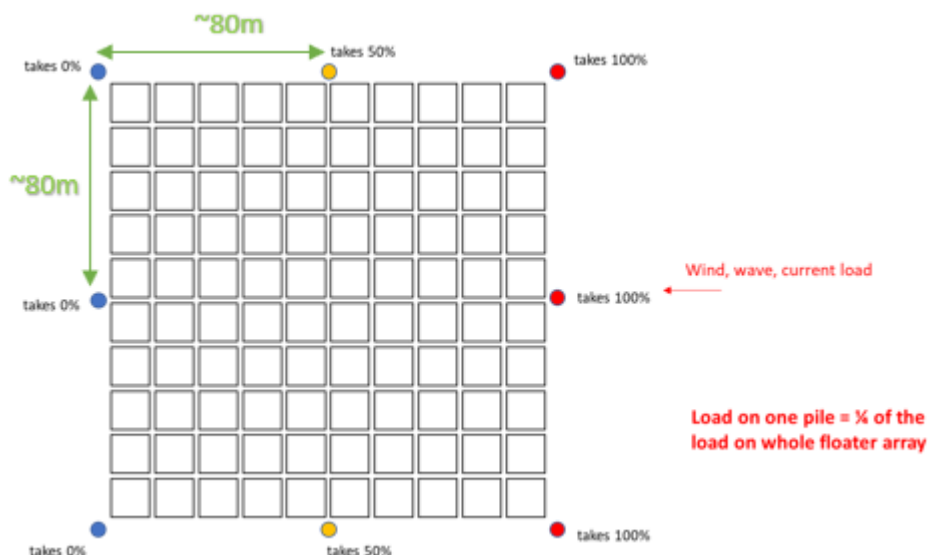
Figura 5-8: Dettaglio inclinazione pannelli

5.1.4 Pali di fondazione

In questa sezione viene spiegato a livello molto elevato il dimensionamento preliminare dei pali di supporto sottoposti a carico orizzontale sulla base di dati geotecnici di letteratura (non essendoci disponibili dati di dettaglio nella zona).

Per definire il carico massimo orizzontale agente su un singolo palo, viene utilizzata la seguente suddivisione:

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



La luce tra ogni palo di fondazione è di circa 80m.

Sulla base di questa ipotesi, il carico orizzontale massimo su un palo ammonta a circa 4800 kN. Si presume che il carico venga applicato all'estremità superiore della pila, 3,0 m sopra la linea di galleggiamento.

La progettazione del palo viene eseguita per una posizione profonda (deep) e una poco profonda (shallow) sul sito, (Figura 5-9). Le profondità dell'acqua sono assunte come segue:

	Water depth
Deep location	23 m
Shallow location	14 m

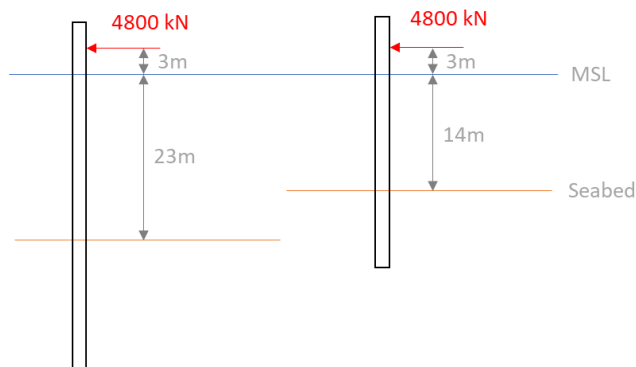


Figura 5-9: Profondità e carico applicato alla testa del palo

Lo scenario di condizioni del terreno considerato sia per la “deep” che per la “shallow” location è schematizzato nella figura sottostante:

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

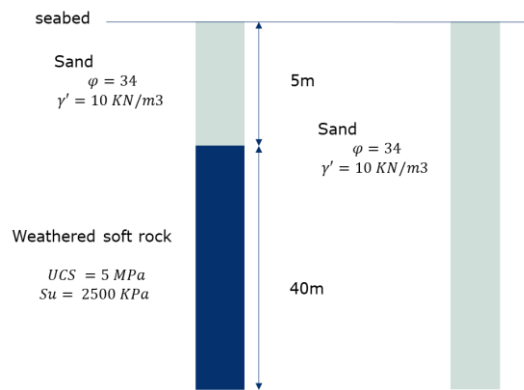


Figura 5-10: caratteristiche del suolo assunte per il calcolo della capacità del palo

Le seguenti geometrie sono selezionate per i pali in diverse posizioni e diversi scenari. La lunghezza totale del palo include la lunghezza interrata L , la sezione attraverso la profondità dell'acqua e la sezione superiore del palo sopra la superficie dell'acqua assunta come 5,0 m.

Zona	Condizioni suolo	Profondità [m]	D [m] diametro del palo	L [m] Lunghezza di interramento	Lunghezza totale del palo [m]	Spessore [mm]	Peso di 1 palo [t]
Deep	Sabbia	23.0	3.50	17.0	45.0	70	266
Deep	Roccia soffice	23.0	3.20	10.0	38.0	70	205
Shallow	Sabbia	14.0	3.00	15.0	34.0	60	148
Shallow	Roccia soffice	14.0	2.80	10.0	29.0	60	118

Figura 5-11: dimensioni selezionate per i pali

5.1.5 Cavi elettrici

I cavi elettrici per la parte a mare dell'impianto sono deputati in generale alla connessione in serie dei pannelli fotovoltaici con i moduli di conversione e trasformazione ed alla connessione della parte a mare con quella a terra dell'impianto. Per quanto detto si prevede si prevede in via preliminare l'utilizzo di 3 tipologie di cavo, riportate nell'elenco a seguire.

- cavo di stringa di input inverter in cc tipo h1z2z2-k eca 1800 v c.c. - 1200 v c.a. (cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.)
- cavo di output inverter in ca tipo idoneo per posa offshore
- cavo di sottocampo in ca tipo fg16(o)m16 0.6/1kv;
- cavo di campo in ca in mt tipo rg26h1m16-18/30 kv.

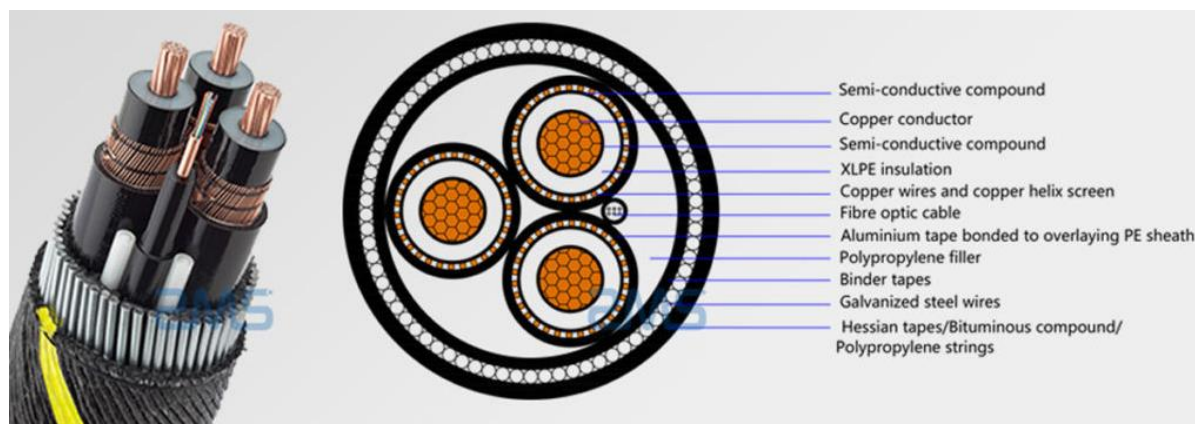


Figura 5-12: Sezione Tipo di cavo elettrico offshore

5.1.6 Risers

Il cavo uscente dal sistema di pannelli fotovoltaici scende sul fondale tramite un sistema riser per poi risalire lato pontile fino a raggiungere la cabina di trasformazione BT/MT alla stessa maniera.

Questo permetterà di mitigare gli effetti a fatica e le azioni del mare (onda e corrente) agenti sul cavo.

Il cavo sul fondo verrà stabilizzato e protetto tramite materassi in cls o sistemi di protezione equivalente.

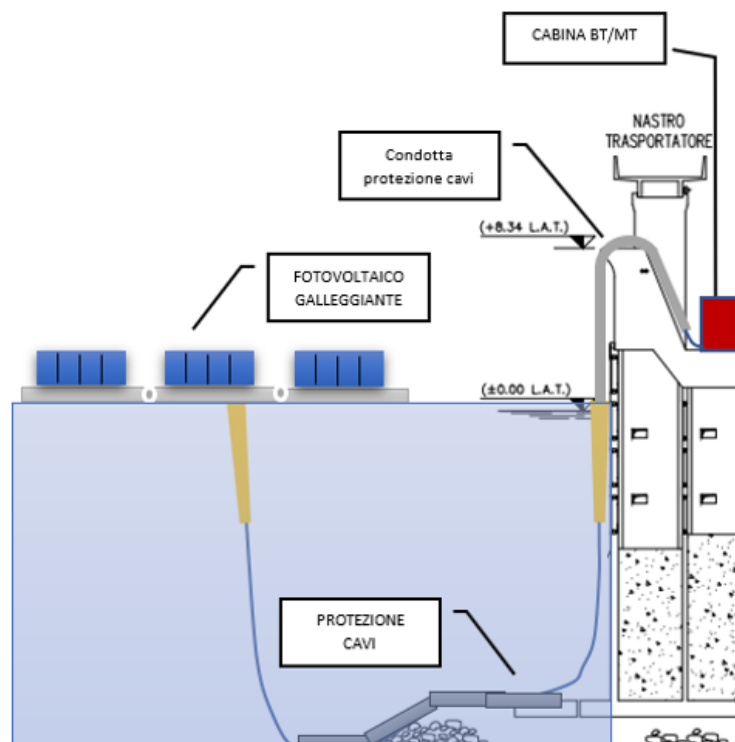


Figura 5-13: Sezione tipo connessione array cabina BT/MT

Lo schema di posa dei cavi è del tutto indicativo e sarà finalizzato in fase di progettazione esecutiva.

5.2 Parte a terra

La parte a terra dell'impianto si compone dei seguenti macro-elementi.

- quadri elettrici bt tipo power center;
- trasformatore elevatore bt/mt (0.4/30 kv);
- cavidotto terrestre a 30 kv tipo rg26h1m16-18/30 kv;
- stazione di trasformazione mt/at;
- cavidotto terrestre a 150 kv;
- allaccio alla stazione utente esistente.

5.2.1 Modulo di trasformazione (power station)

All'uscita degli inverters i cavi convergono verso i moduli di trasformazione da bassa a media tensione. Tale modulo, è costituito da un trasformatore elevatore che garantisce un aumento della tensione di esercizio da 0.4 kV a 30 kV. In totale, per l'intero impianto sono previsti 20 moduli di trasformazione, ovvero 1 ogni due sottocampi.

Tra i vari componenti ausiliari, il modulo potrà prevedere la presenza di:

- quadro power center in=4000a, ip42, forma di segregazione 4b;
- cavi di collegamento tipo fg16m16 0.6/1 kv;
- rifasamento fisso q=30kvar a servizio del trasformatore
- cavi mt tipo rg26h1m16-18/30 kv complete di terminali;
- un sistema di controllo;
- ups;
- un sistema antintrusione;
- un sistema di rilevazione incendi e accessori per lo spegnimento manuale;
- impianto luce e forza motrice del locale;
- climatizzatori e ventilazione forzata per i trasformatori.

Di seguito (Tabella 6.4) si riportano le caratteristiche tecniche del trasformatore proposto. Per maggiori dettagli si rimanda alla successiva fase di progetto.

Il trasformatore sarà in classe F in resina ECO-P in accordo a FASE 2 UE N.548/2014 in vigore dal 1° Luglio 2021, e sarà conforme alla norma IEC 60076-11.

Informazioni Generiche

Potenza nominale	kVA	2500
Servizio		Distribuzione
Raffreddamento		AN
Fn	Hz	50
Tensione primaria a vuoto	kV	30
Regolazione primario	%	±2+2,5%
Tensione secondaria a vuoto	V	400
Gruppo vettoriale		Dyn11

Caratteristiche isolamento e avvolgimenti

Tipo avvolgimento I°/II°		Inglobato/Impregnato
Classe d'isolamento I°/II°		F/F
Materiale avvolgimento I°/II°		AI/AI
Classe (ambientale, climatica, fuoco)		E2-C2-F1
Livello scariche parziali	pC	<10

Dati ambientali

Max temperatura ambiente di progetto	°C	40
Sovratemperatura I°/II°	°C	100/100
Alitudine di installazione	m	<1000
Installazione		Interna
Grado di protezione trasformatore		IP00
Livello pressione acustica a 1m	dB(A)	58

Perdite

Po a 1 Vn	W	2790
Pcc a 75°C e Sn	W	17000
Pcc a 120°C e Sn	W	19000
Vcc a 75°C e Sn	%	8

Dimensioni e peso

Dimensioni (LxWxH)	cm	230x127x241
Peso	kg	6200

Sarà comprensivo di:

- Accessori standard: prese di regolazione MT a mezzo barretta di commutazione da manovrare fuori tensione; n.2 terminali di messa a terra; golfari di sollevamento; ganci traino; n° 1 targa dati e n° 4 ruote orientabili
- Accessori speciali: n.3 sonde PT100 su avvolgimenti BT cablate in cassetta IP54; centralina termometrica digitale SEA CCT-440 per sonda PT100
- Prove di routine in accordo alla IEC 60076 con rilascio di certificato.

5.2.2 Cavidotto terrestre a 30kV

Sono previste n° 3 linee in arrivo dalle power station e nello specifico:

- sottocampo "floating 1" (n°3 lotti da 4 MWP= 12MWp)
- sottocampo "floating 2" (n°3 lotti da 4 MWP= 12MWp)
- sottocampo "floating 3" (n°4 lotti da 4 MWP= 16MWp)

Saranno inoltre posate delle linee di "by-pass" tra le stazioni PS 3A-3B e le PS4A-4B e tra le PS 6A-6B e le PS7A-7B normalmente aperte. Questo garantirà un'adeguata ridondanza in caso di guasto o manutenzione su ognuna delle tre linee (vedi immagine sotto riportata).

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

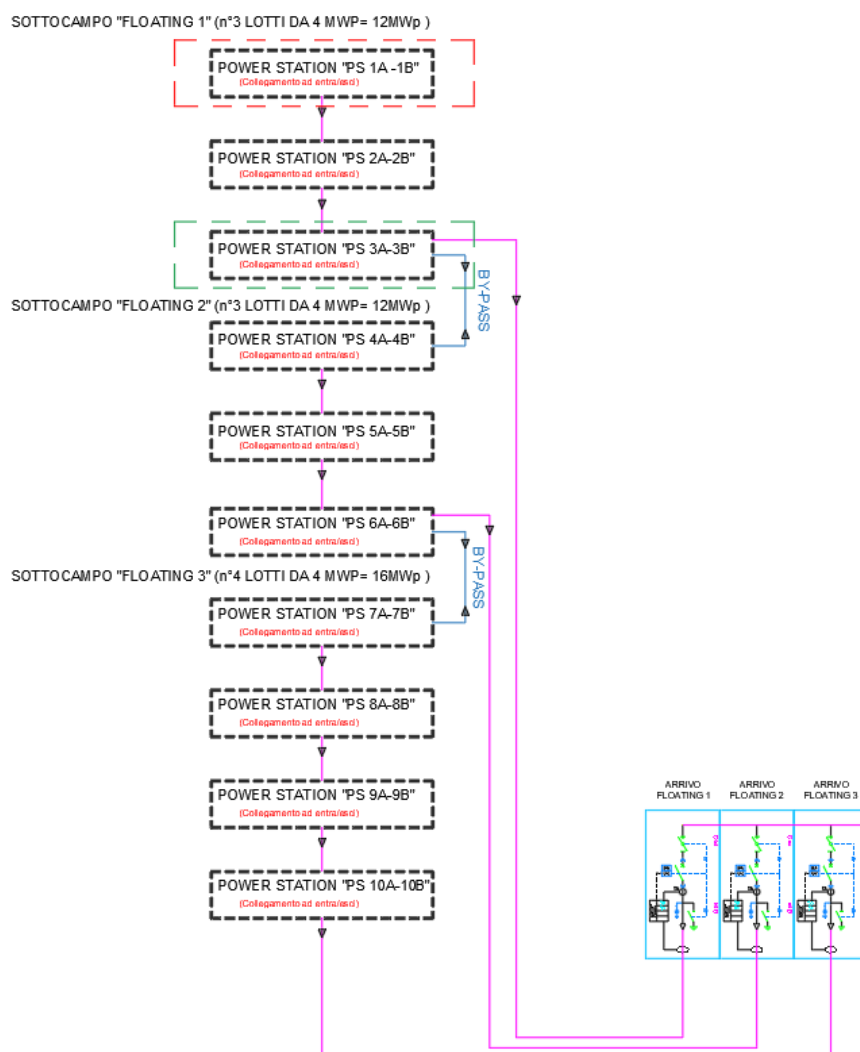


Figura 5-14: Schema di collegamento tra le stazioni

- Il cavo utilizzato è previsto del tipo RG26H1M16-18/30 KV ovvero cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G26, a spessore ridotto, con temperatura massima di esercizio di 105°C. Il cavo presenta un'elevata temperatura di esercizio e ne consente l'impiego con un sovraccarico del 10% circa in esercizio continuo e/o maggiori margini in situazioni critiche rispetto ai cavi tradizionali. Nello specifico le caratteristiche preliminarmente individuate per il cavo sono:
 - Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2;
 - Strato semiconduttore: estruso;
 - Isolamento (spessore ridotto): gomma, qualità G26 senza piombo (HD 620 DIH 2);
 - Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo;
 - Schermo: fili di rame rosso, con nastro di rame in controspirale;
 - Guaina: termoplastica LS0H, qualità M16;
 - Colore: rosso LS0H = Low Smoke Zero Halogen.

Il cavo sarà dimensionato per alimentare sia le power station nel servizio ordinario che in emergenza con la linea di by-pass chiusa (alimentazione di n°7 power station al massimo).

Le correnti massime previste sono di circa 531,8°, la caduta di tensione prevista sarà inferiore all'1,5%.

5.2.3 Cabina di trasformazione MT/AT

La cabina elettrica di trasformazione onshore, situata alla radice del molo, rappresenta il punto di approdo dei 3 cavi di campo a 33 Kv provenienti dai nodi di giunzione. Nella cabina di trasformazione avviene un'elevazione della tensione di esercizio da 33 kV (MT) a 150 kV (AT), per poter immettere l'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le installazioni e le apparecchiature elettriche previste comprendono, a titolo indicativo e non esaustivo gli elementi riportati nel seguente elenco:

- Trasformatore MT/AT da 33 a 150 kV;
- Terminale cavi a 150 kV e apparecchiature di protezione 150 kV;
- Trasformatore MT/AT;
- Montanti linea 150 kV;
- Stalli AT e MT;
- Interruttore MT;
- Scaricatori AT e MT;
- Chioschi per apparecchiature elettriche.

5.2.4 Cavidotto terrestre a 150kV

Il cavidotto terrestre a 150 kV corre tra la cabina di trasformazione e la cabina di misura e consegna onshore quasi totalmente al di sotto della sede stradale per una lunghezza di circa 6.8 km.

La modalità di posa prevista è quella in apposita trincea scavata al di sotto del terreno o della sede stradale con profondità massima comprese tra 1,5 e 1,7 m, all'interno della quale verrà alloggiata la terna di cavi unipolari elettrici ed i cavi di segnale in fibra ottica. Per la terna di cavi unipolari si prevede una disposizione compatta a trifoglio, ottimale nel ridurre le azioni dei campi elettromagnetici indotti. Rimandando alle successive fasi di progetto per un maggior dettaglio, si precisa tuttavia che la sede stradale interessata dalle operazioni di scavo sarà efficacemente ripristinata.

Per quanto riguarda la struttura del singolo cavo unipolare, questa è riportata nel seguente elenco:

- Conduttore elettrico (in rame o alluminio);
- Isolamento elettrico;
- Guaina del conduttore;
- Schermo metallico;
- Guaina esterna.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 5.15: Struttura tipica di un cavo unipolare a 150kV

L'elettrodotto sarà costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di almeno 95 mm².

Il percorso dei cavidotti è di seguito riportato

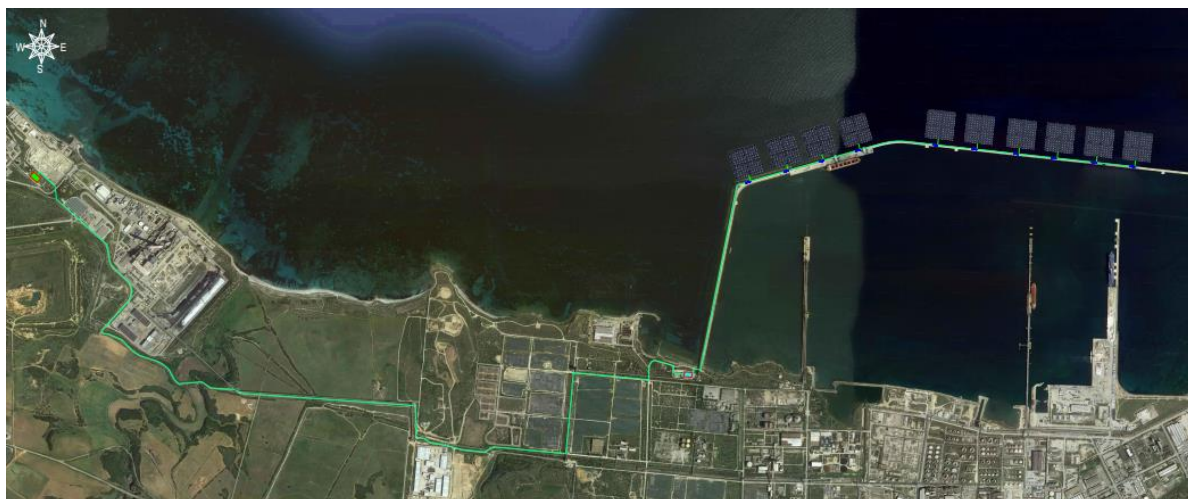


Figura 5.16: Percorso cavidotti 30kV e 150kV

Le seguenti alternative progettuali sul passaggio dei cavi sono state considerate:

- cavidotti MT 30 kV (da cabine MT in banchina a stazione MT/AT)
 1. Passaggio cavidotti su canaletta posata sui supporti dell'oleodotto esistente;
 2. Passaggio su banchina tramite realizzazione di cunicolo per alloggiamento cavi;
- cavidotto AT 150 kV:
 1. Passaggio cavidotto interamente interrato in trincea come mostrato in Figura 5.16;
 2. Passaggio cavidotto su canaletta posata sui supporti dell'oleodotto esistente fino al punto in cui l'oleodotto diverge dal carbonodotto esistente e, quindi, passaggio interrato in trincea.



Figura 5.17: Alternativa Percorso cavidotti 30kV e 150kV su oleodotto esistente in disuso

5.2.5 Cabina di misure e consegna

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale è prevista nella già esistente stazione AT FS Olio a 150 kV ubicata in località Cabu Aspru, nel comune di Sassari, all'interno del perimetro della centrale termoelettrica gestita dalla Fiume Santo S.p.A. All'interno di tale stazione vi sono infatti dei montanti utili predisposti per connessioni future.

La sottostazione FS Olio è connessa con due linee a 150 kV alla stazione AT 150/380 kV denominata "Fiume Santo" della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

6. MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DELL'IMPIANTO OFFSHORE

In questa sezione si vuole identificare e analizzare le diverse fasi necessarie per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico di tipo flottante e di tutte le opere ad esso annesse, quali cavidotto di collegamento per l'immissione dell'energia nella Rete Nazionale.

Il tempo di costruzione a partire dall'ottenimento dell'autorizzazione unica è stimato in 30 mesi.

6.1 Fasi di lavorazione :

Allo stato attuale della progettazione l'installazione del parco fotovoltaico prevede le seguenti attività:

- Survey G&G (a mare) e ingegneria di dettaglio;
- Rilievi strumentali e tracciamenti (a terra);
- Preparazione viabilità e accessi;
- Preparazione aree stoccaggio e cantiere;
- Acquisto e consegna materiali in aree stock e cantiere;
- Installazione pali e sistemi d'ancoraggio;
- Assemblaggio zattere, strutture, moduli e inverter;
- Trasporto zattere e varo nell'area di installazione;
- Posa in opera transformers;
- Posa cavi BT/Segnali e cablaggi;
- Posa in opera trasformatore BT/MT su edificio esistente;
- Scavi, posa e rinterrati elettrodotti;
- Posa cavi MT e AT;
- Adeguamento stazione utenza per allaccio impianto;
- Ripristino delle aree;
- Allaccio alla rete, messa in esercizio e collaudo.

6.1.1 Survey geofisica e geotecnica e di ingegneria di dettaglio

Prima di iniziare le installazioni a mare è necessario completare le attività preliminarmente fatte di survey geofisica e geotecnica tramite indagini SBP , SSS e campionamenti del fondale marino delle aree di installazione dei pali e degli ancoraggi.

6.1.2 Rilievi strumentali e tracciamenti

Saranno rilevate in campo le quote di riferimento piano-altimetriche e topografiche al fine di predisporre il progetto esecutivo; una delimitazione in rete plastificata a maglia larga sarà installata lungo tutti i perimetri delle aree a terra interessate dall'intervento. Le zone interessate saranno quelle all'interno dell'area di impianto di produzione, area di cantiere e dell'elettrodotto di connessione. Per quest'ultimo verranno di volta in volta aperti delle fasce di lavoro atte a identificare la striscia di intervento e la cui larghezza dovrà garantire la buona esecuzione delle opere il transito dei mezzi di servizio

6.1.3 Preparazione viabilità ed accessi

Nella definizione del lay-out dell'impianto e della viabilità per il raggiungimento ed il collegamento delle aree di servizio temporanee, si utilizzeranno i tracciati stradali già esistenti (strade pubbliche, ecc.), provvedendo, dove necessario, alla sistemazione di questi per il transito dei mezzi ed integrandoli, in minima parte, con nuove brevi piste di raccordo ove necessario. La sistemazione delle piste sarà in modo da avere lunghezze e pendenze delle livellette tali da seguire, per quanto possibile, la morfologia propria del terreno minimizzando opere di scavo o riporto.. Contemporaneamente alla sistemazione dei tracciati stradali saranno effettuati gli scavi per l'alloggiamento dei cavidotti ove previsti.

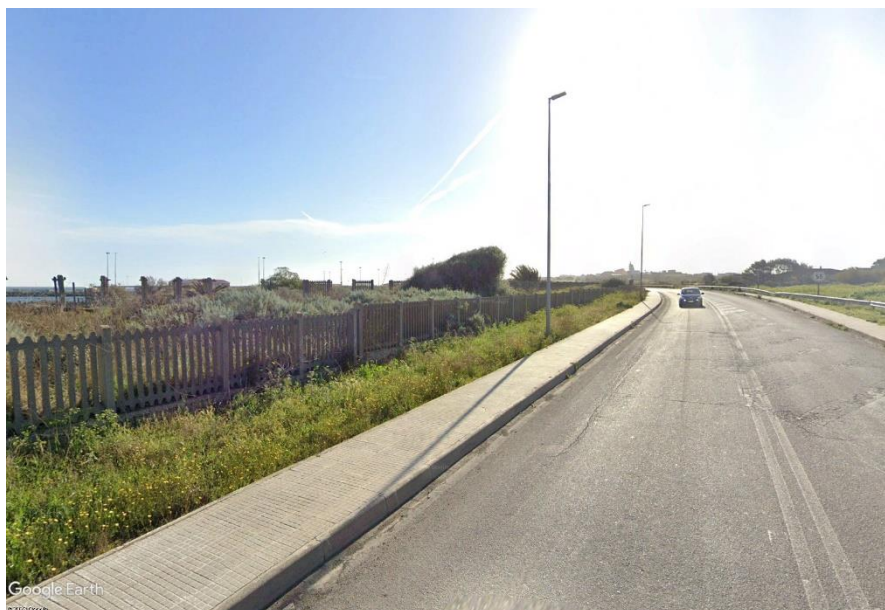


Figura 6.1: Viabilità esistente nei pressi dell'area cantiere



Figura 6.2: Viabilità esistente nei pressi dell'area cantiere

6.1.4 Preparazione aree stoccaggio e cantiere

Contestualmente alla preparazione della viabilità, si procederà alla preparazione delle zone di stoccaggio. Le zone interessate saranno quelle all'interno dell'area di cantiere, dei trasformatori e

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

del cavidotto. Tramite operazioni di livellamento e/o spianamento con successivo imbrecciamento dell'area con rullatura si prepara il terreno al fine di avere un fondo compatto e consistente capace di sopportare il traffico veicolare e le manovre necessarie da compiere entro tali aree; Nelle aree di stoccaggio verranno installati anche i box di servizio al cantiere. Per quanto attiene alle aree di stoccaggio lungo il tragitto del cavidotto, saranno predisposte delle zone di deposito delle bobine dei cavi con passo tipico 500-800 m definite in fase di progettazione esecutiva in accordo con i Comuni e i vari enti interessati.



Figura 6.3: Area stoccaggio e cantiere per il varo dei pannelli

Per quanto riguarda le opere di infrastrutture temporanee di cantiere, i mezzi interessati si possono così riassumere:

- camion gru;
- pala meccanica;
- escavatori;
- bobcat;
- manitou;
- camioncini;
- rulli compattatori;
- autobetoniere (all'occorrenza);
- rimorchiatori marini.

Inoltre, saranno necessari:

- servizi per sottocantiere;
- servizi sanitari chimici;
- box spogliatoio/doccia;
- box primo soccorso;

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

- box ristoro per distribuzione acqua potabile;
- box ufficio.



Figura 6.4: Esempio di box spogliatoio e box doccia

6.1.5 Acquisto e consegna materiali in aree stoccaggio e cantiere

La fase di approvvigionamento, consegna e distribuzione dei materiali e dei componenti dentro le aree del cantiere, riveste una fase di notevole importanza per la realizzazione del progetto. Tenendo presente che dovranno giungere in cantiere circa 95.000 moduli fotovoltaici, 200 strutture per zattere con relativi telai capaci di accogliere circa 400 moduli ciascuna, cavidotti di vario diametro, 20 power station (BT/MT) completamente cablate con trasformatori BT/MT a bordo, 1.440 inverter, materiali e componenti per realizzare la parte impiantistica da inserire all'interno di strutture esistenti per la trasformazione MT/AT e lo stesso per la stazione di consegna in Alta Tensione (esistente) da collegare verso la RTN, è stata prevista una area di cantiere a terra dove avverrà l'assemblaggio dei pannelli e il varo e un'area di deposito dei materiali a questa attigua. Per la localizzazione e configurazione preliminare del layout di cantiere si fa riferimento alla successiva Sezione 6.1.8.

6.1.6 Installazione pali e sistemi d'ancoraggio

Prima del posizionamento delle strutture galleggianti di sostegno e dei moduli di pannelli, risulta necessaria la posa dei sistemi di ancoraggio e di ormeggio. I pali di ancoraggio sono trasportati ed installati mediante l'utilizzo di appositi mezzi navali per seguire le operazioni di infissione o avvitarmento dei pali nel fondale. Le linee di ormeggio sono connesse agli ancoraggi e posate sul fondale marino nell'attesa della connessione alle strutture galleggianti.



Figura 6.5: Esempio di battitura pali a mare (fonte Menk)

6.1.7 Assemblaggio zattere, strutture, moduli, inverter

In questa fase si assemblano le zattere atte a sostenere l'impianto completo di moduli e inverter. Le parti che compongono le strutture galleggianti sono prefabbricate secondo specifica e, dopo l'applicazione delle eventuali vernici di protezione, sono trasportate sino ad un'area individuata appositamente per le operazioni di assemblaggio. In generale, le operazioni di assemblaggio hanno inizio in seguito alla posa dei moduli che compongono la struttura galleggiante. Tali parti, opportunamente sollevate e posizionate mediante l'ausilio di apposite gru, sono connesse tra loro. La struttura viene posizionata su appositi rulli che permetteranno di far scivolare la zattera assieme in acqua. Completata la struttura, è possibile procedere all'installazione dei pannelli fotovoltaici e inverter. L'assemblaggio avverrà secondo le specifiche indicazioni del produttore utilizzando tecnici specializzati.

6.1.8 Trasporto zattere e varo nell'area di installazione

Terminato l'assemblaggio, la struttura viene fatta scivolare dai rulli in galleggiamento nel mare dove poi verrà trascinato nel sito dell'impianto ed ormeggiata tramite natanti.

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)



Figura 6.6: Varo dei moduli fotovoltaici (Fonte:BayWa r.e.)

Di seguito si riporta una ortofoto che raffigura l'organizzazione dell'area di varo.



Figura 6.7: Aree cantiere a terra



Figura 6.8: Area cantiere a terra e varo dei moduli fotovoltaici

6.1.9 Posa in opera trasformatori (BT/MT)

In questa fase i trasformatori e relative apparecchiature elettriche verranno alloggiati su cabinati, preliminarmente stimati di dimensione pari a 2 container da 40 piedi per ogni blocco di pannelli da 4 MWp, che verranno posizionati preferibilmente sulla banchina per minimizzare le installazioni a mare. In totale verranno installati all'interno dei 20 container 40 trasformatori per l'innalzamento della tensione da 400V a 30kV.



Figura 6-9: Cabinati per trasformatori BT/MT su banchina

Tutti i prefabbricati non hanno bisogno di fondazioni in quanto sono già provvisti di una vasca di fondazione propria.

6.1.10 Posa cavi BT/Segnali e cablaggi a mare

In questa fase di lavoro, gli operatori elettricisti esperti andranno a realizzare il collegamento tra i pannelli e il relativo inverter e tra quest'ultimo e i trasformatori installati in precedenza, nonché tutti i collegamenti di terra previsti. Tale operazione sarà coordinata con l'avanzamento delle attività propedeutiche quali i montaggi dei moduli e degli inverter. Inoltre saranno posati tutti gli

altri cavi necessari al funzionamento dei servizi ausiliari quali ad esempio i sensori di misura di irraggiamento, temperatura, il sistema di monitoraggio, i sistemi di telecomunicazioni, video, illuminazione e, ove necessario, sistemi antincendio. Le attrezzature che si utilizzeranno saranno semplicemente cacciaviti, forbici, avvitatori, pinze, crimpatrici e sonde. Il collegamento tra i cavi e i trasformatori avviene tramite risers.

6.1.11 Posa in opera trasformatore su locale esistente

Per quanto riguarda l'alloggio del trasformatore per l'innalzamento della tensione da 30kV a 150kV, verrà utilizzato un locale esistente in prossimità della radice molo.

Nel locale di trasformazione avviene un'elevazione della tensione di esercizio da 30 kV (MT) a 150 kV (AT), per poter immettere l'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le apparecchiature elettriche da installare all'interno del locale esistente comprendono, a titolo indicativo e non esaustivo gli elementi riportati nel seguente elenco.

- Trasformatore MT/AT da 30 a 150 kV;
- Terminale cavi a 150 kV e apparecchiature di protezione 150 kV;
- Trasformatore MT/AT;
- Montanti linea 150 kV;
- Stalli AT e MT;
- Interruttore MT;
- Scaricatori AT e MT;
- Chioschi per apparecchiature elettriche.

6.1.12 Scavi elettrodotto AT

Le attività di scavo-posa-ripristini dell'elettrodotto AT, già iniziate appena terminate le operazioni di preparazione delle aree e ricevuti i primi materiali, potranno proseguire in parallelo all'attività di installazione delle zattere. Coinvolgerà più squadre in parallelo operanti nelle diverse zone.

Operatori specializzati, attraverso l'uso di appropriate macchine operatrici (escavatori, Bobcat, pale meccaniche), provvederanno allo scavo delle trincee per la posa delle condotte in cui saranno posti i cavi di alta tensione.

Le trincee avranno profondità di 120 cm (dall'estradosso). Tale lavorazione interesserà solo fasce limitate di terreno, in prossimità della viabilità principale sia interna che esterna all'impianto. In questa fase verranno predisposti anche le vie cavo per i servizi ausiliari quali:

- trasmissione dati: fibra ottica campo fotovoltaico;
- segnali: sensori meteo;
- impianto allarme e videosorveglianza: barriere e sensori e telecamere;
- impianto illuminazione.

Saranno impiegati tubi spiralati in PE o PVC con interno liscio che dovranno essere dotati di apposita certificazione sia sul tipo di materiale che sui metodi di impiego.

Per gli scavi che andranno a interessare sedi stradali, occorrerà garantire la viabilità provvisoria, pedonale e carrabile anche mediante idonee passerelle metalliche che dovranno essere rimosse solo a rinterro avvenuto. Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro".

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

6.1.13 Posa elettrodotti MT ed AT

In questa fase si lavorerà sul collegamento tra tutti i trasformatori in banchina e la stazione di trasformazione MT/AT, attraverso l'elettrodotto MT di lunghezza pari a 3.8km.

Parallelamente si lavorerà sul collegamento tra la stazione di trasformazione MT/AT con la cabina di utenza esistente per una lunghezza di 6km.

La fase di lavoro comprende la posa dei cavi elettrici e delle linee di comunicazioni in fibra.

La posa del cavidotto terrestre avverrà a tratte, mediante l'apertura di appositi cantieri stradali.

I raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo, e in ogni caso mai inferiore a 1 metro.

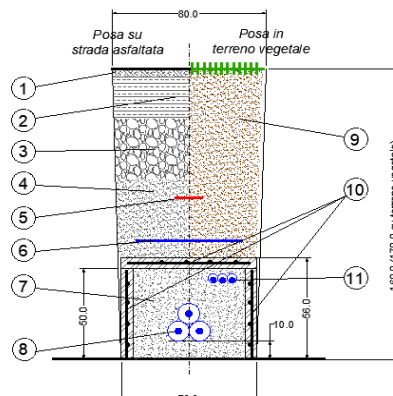


Figura 6-10 esempio di scavo per interrimento cavo (Hornsea Project One) in campagna.



Figura 6-11 esempio di scavo per interrimento su asfalto

SEZIONE DI POSA TIPO IN TRINCEA PER SINGOLA TERNA
A TRIFOGLIO APERTO



1 - Tappetino di usura *	7 - Cemento Mortar
2 - Binder di sottofondo *	8 - Cavi XLPE a 380 kV disposti a trifoglio
3 - Sottofondo in stabilizzato *	9 - Terreno vegetale
4 - Materiale di riempimento *	10 - Lastre di protezione in c.a.v
5 - Nastro di segnalazione in PVC	11 - Tritubo pehd - Ø 50 per Cavi di Servizio (Coax, Telefonico)
6 - Rete in PVC	

* = come prescritto da Amministrazione proprietaria della strada

Figura 6-12 Sezione di posa tipo in trincea per singola terna

Nel caso dell'impossibilità d'eseguire lo scavo a cielo aperto o per impedimenti nel mantenere la trincea aperta per lunghi periodi, ad esempio in corrispondenza di strade di grande afflusso, svincoli, attraversamenti di canali, ferrovia o di altro servizio di cui non è consentita l'interruzione, i cavidotti potranno essere installate con sistemi trenchless quali perforazione teleguidata, che non comporta alcun tipo di interferenza con le strutture superiori esistenti, poiché saranno attraversate in sottopasso.

Tali attraversamenti prevedono di installare il cavo all'interno di tubazione di protezione.

Opere trenchless: Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) o Teleguidata o Directional Drilling

Tale tecnica prevede una perforazione eseguita mediante una portasonda teleguidata ancorata a delle aste metalliche. L'avanzamento avviene per la spinta esercitata a forti pressioni di acqua o miscele di acqua e polimeri totalmente biodegradabili; per effetto della spinta il terreno è compresso lungo le pareti del foro. L'acqua è utilizzata anche per raffreddare l'utensile. Questo sistema non comporta alcuno scavo preliminare, ma richiede solo di effettuare eventualmente delle buche di partenza e di arrivo; non comporta quindi, di demolire prima e di ripristinare poi le eventuali sovrastrutture esistenti.

Le fasi principali del processo della TOC sono le seguenti:

- delimitazione delle aree di cantiere;
- realizzazione del foro pilota;
- alesatura del foro pilota e contemporanea posa dell'infrastruttura (tubazione).

Da una postazione di partenza in cui viene posizionata l'unità di perforazione, attraverso un piccolo scavo di invito viene trivellato un foro pilota di piccolo diametro, lungo il profilo di

Impianto fotovoltaico flottante off-shore da 40 MW prospiciente il porto industriale di Porto Torres (SS)

progetto che prevede il passaggio lungo il tratto indicato raggiungendo la superficie al lato opposto dell'unità di perforazione. Il controllo della posizione della testa di perforazione, giuntata alla macchina attraverso aste metalliche che permettono piccole curvature, è assicurato da un sistema di sensori posti sulla testa stessa. Una volta eseguito il foro pilota viene collegato alle aste un alesatore di diametro leggermente superiore al diametro della tubazione che deve essere trascinato all'interno del foro definitivo. Tale operazione viene effettuata servendosi della rotazione delle aste sull'alesatore, e della forza di tiro della macchina per trascinare all'interno del foro un tubo generalmente in PE di idoneo spessore. Le operazioni di trivellazione e di tiro sono agevolate dall'uso di fanghi o miscele acqua-polimeri totalmente biodegradabili, utilizzati attraverso pompe e contenitori appositi che ne impediscono la dispersione nell'ambiente. Con tale sistema è possibile installare condutture al di sotto di grandi vie, di corsi d'acqua, canali marittimi, vie di comunicazione quali autostrade e ferrovie (sia in senso longitudinale che trasversale), edifici industriali, abitazioni, parchi naturali etc.

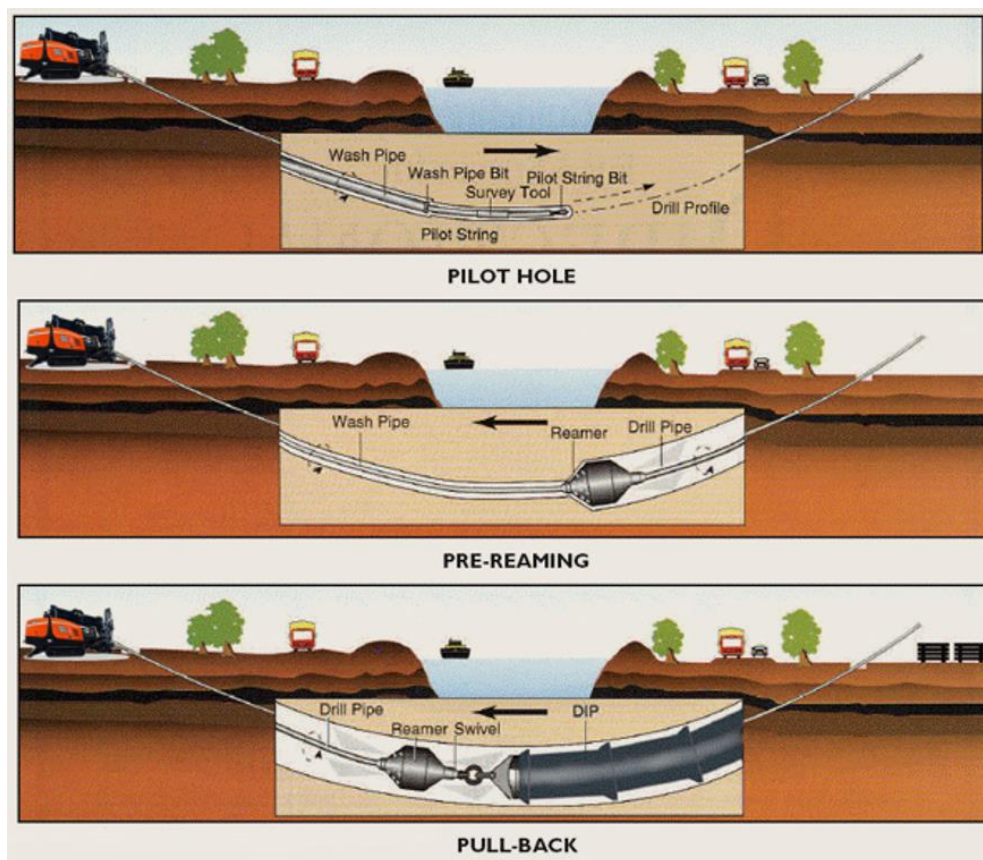


Figura 6.13: Sequenza tipica di realizzazione di Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)

La modalità esecutiva dell'attraversamento del Fiume Santo sarà definita in fase di progettazione definitiva/esecutiva.

6.1.14 Adeguamento stazione utenza per allaccio impianto

In questa fase saranno realizzate le opere necessarie al collegamento dei cavi AT agli stalli dell'esistente stazione Fiume Santo Olio a 150 kV, inclusi gli apparati di misura e protezione, i sezionatori e gli interruttori.

6.1.15 Ripristino delle aree

Rappresenta la fase conclusiva dell'installazione dell'impianto. Terminati i lavori, si procederà alla dismissione delle opere di cantiere, avendo terminato le lavorazioni per la realizzazione del parco fotovoltaico e delle relative opere ad esso connesse quali ad esempio i servizi ausiliari e le opere per la connessione alla RTN. Contemporaneamente verranno realizzati i ripristini, se previsti, quali ad esempio il re-impianto di eventuali alberature rimosse, la semina di piante erbacee tappezzanti, ecc. Saranno smantellate tutte le opere provvisorie, i servizi di cantiere, i box e le recinzioni. Si registrerà un aumento del carico stradale dovuto ai veicoli deputati al carico e trasporto dei vari materiali e delle varie attrezzature ancorché di breve durata temporale e su strade che non presentano alcuna criticità.

Eventuali materiali di risulta ovvero terre da scavo non riutilizzate nelle operazioni di rinterri e ripristini, saranno rimosse, caricate e trasportate per lo smaltimento del materiale presso impianti di recupero e riciclaggio ai sensi di legge (D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii.).

6.1.16 Allaccio alla RTN (Rete Elettrica Nazionale) e messa in esercizio

In questa fase si procederà con la messa in esercizio (commissioning) dell'impianto e con le prove e i collaudi necessari a provare la buona esecuzione dell'opera.

7. MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico richiede un supporto logistico per le operazioni di manutenzione durante tutto il periodo operativo.

Per le operazioni di manutenzione ordinaria le infrastrutture necessarie sono costituite da:

- locale tecnico per lo stoccaggio, movimentazione pezzi di ricambio, raccolta dei rifiuti e operazioni amministrative
- un'area di banchina per il carico e scarico dei mezzi navali;
- mezzi navali (generalmente gommoni) per il trasporto dei componenti e degli operatori

La manutenzione preventiva è pianificata e condotta secondo le specifiche dei fornitori dei componenti dell'impianto e si concretizza in verifiche mensili.

Le strutture galleggianti, le linee di ormeggio e le ancore sono soggette ad ispezioni e operazioni di manutenzione per garantire l'integrità strutturale e le buone condizioni delle varie componenti e il corretto funzionamento dei sistemi installati.

La manutenzione correttiva eccezionale considera la sostituzione dei componenti principali e può interessare i pannelli fotovoltaici, le linee di ormeggio (rottura). Si tratta di operazioni non pianificate che richiedono l'implementazione di una minima logistica portuale.

L'accessibilità al sistema avverrà tramite un boat landing. Un esempio è mostrato nella figura sottostante



Figura 7-1 Esempio di Boat Landing (riferimento Offshore wind Kinkardine)

8. PIANO DI DISMISSIONE

La vita utile dell'impianto è limitata a circa 30 anni, al termine dei quali, nel caso non ricorrano le condizioni per un revamping, ovvero di aggiornamento tecnologico dell'impianto stesso, si provvederà alla sua dismissione e al ripristino dei luoghi.

Al termine di questa fase, dove è previsto lo smantellamento dei moduli e di tutte le infrastrutture correlate, il recupero del sito sarà totale e l'area interessata potrà essere completamente recuperata alla destinazione d'uso iniziale.

La sequenza delle operazioni di smantellamento delle varie infrastrutture dipenderà dai metodi e dalle tecniche di installazione disponibili ed utilizzabili al momento e vi saranno alcune similitudini, con sequenza invertita, alle operazioni di installazione.

Le operazioni di disattivazione possono essere suddivise a seconda che queste siano condotte in mare o a terra.

Per le operazioni in mare si prevede:

- ispezioni infrastrutturali (strutture galleggianti o fisse di sostegno, cavi di ormeggio);
- disconnessione dei cavi di potenza tra i moduli di pannelli e dei cavi di campo e sottocampo;
- recupero dei cavi;
- disconnessione dei sistemi di ormeggio e loro recupero.
- dismissione pali di ancoraggio

Per le operazioni a terra e portuali si prevede:

- smontaggio dei pannelli fotovoltaici dai supporti;
- scarico e deposito a terra dei componenti;
- stoccaggio delle strutture di sostegno e smantellamento.

La soluzione di dismissione standard considera lo smantellamento delle componenti a cui segue il riciclo e/o lo smaltimento dei rifiuti.

I diversi materiali se non riutilizzati, verranno separati e compattati al fine di ridurre i volumi e consentire un più facile trasporto ai centri di trattamento e recupero. Sarà dunque stabilito un trattamento specifico a seconda della natura dei materiali:

- gli ancoraggi, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature della struttura galleggiante, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate;
- le componenti elettriche, se non potranno essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate ai sensi della direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment);
- particolare attenzione sarà dedicata allo smantellamento delle apparecchiature elettriche (trasformatori) che utilizzano lubrificanti e olio per prevenire sversamenti accidentali. Eventuali residui di olio o lubrificante saranno rimossi secondo le procedure appropriate.

9. CRONOPROGRAMMA

Il tempo di costruzione e realizzazione dell'impianto (inclusa ingegneria di dettaglio, survey e acquisto e fornitura di materiali) fino alla sua messa in servizio è stimato in 30 mesi a partire da ottenimento di Autorizzazione unica. Qui di seguito viene rappresentato il cronoprogramma di riferimento per le attività.

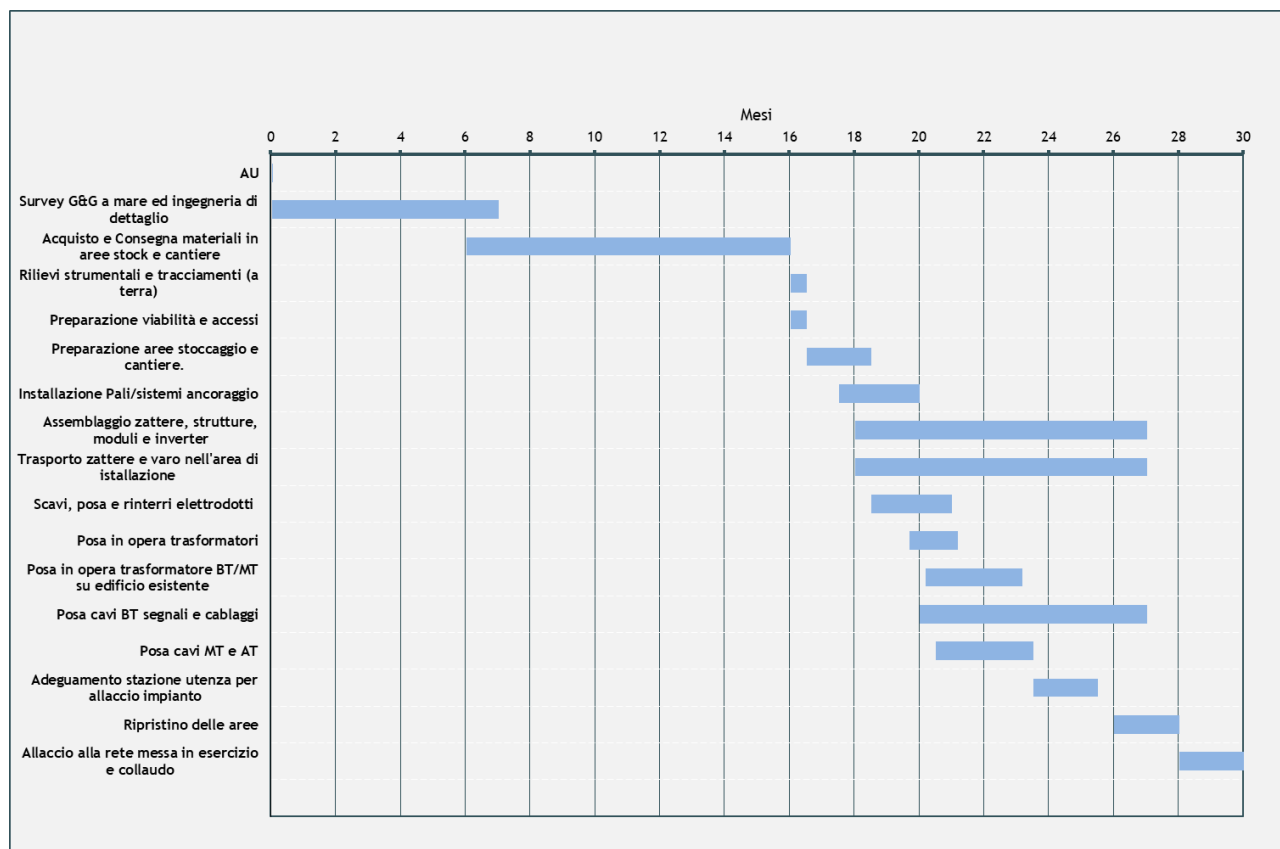


Figura 9-1 Cronoprogramma

10. RIFERIMENTI

- [Ref 1] Irena Renewable Power Generation Costs In 2021
- [Ref 2] PUC Porto Torres