



Ministero dell' Ambiente e della Sicurezza Energetica



Commissione Tecnica PNRR - PNIEC

Sottocommissione PNIEC

Parere n. 41 del 25/01/2024

Progetto:	Istanza per l'avvio della consultazione per la definizione dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 21 del D.Lgs. 152/2006 relativa al progetto di realizzazione "Impianto fotovoltaico offshore Abruzzo" ID 10183
Proponente:	FRED.OLSEN RENEWABLES ITALY S.R.L.

LA COMMISSIONE TECNICA PNRR – PNIEC

RICHIAMATA la normativa che regola il funzionamento della Commissione Tecnica PNRR PNIEC, e, in particolare:

- il decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e, in particolare, l'art. 8, comma 2 bis, istitutivo della Commissione Tecnica PNRR PNIEC;
- i decreti del Ministro della Transizione Ecologica del 10 novembre 2021, n. 457, del 29 dicembre 2021, n. 551, del 25 maggio 2022 n. 212, del 22 giugno 2022 n. 245, del 15 settembre 2022 n. 335 e del 9 maggio 2023 n. 154, di nomina dei Componenti della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC e del 30 dicembre 2021, n. 553 di nomina del Presidente della Commissione PNRR-PNIEC
- la Disposizione 2 del Presidente della Commissione, prot. 596 del 7 febbraio 2022, così come modificata dalla nota Prot. MITE/CTVA 7949 del 21/10/2022, di nomina dei Coordinatori delle Sottocommissioni PNRR e PNIEC, di nomina dei Referenti dei Gruppi Istruttori e dei Commissari componenti di tali Gruppi e del Segretario della Commissione PNRR-PNIEC;
- la nota del 01/03/2022, prot.n. 1141, con la quale il Presidente della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC indica l'abbinamento dei Rappresentanti del Ministero della Cultura nella Commissione ai sensi dell'art. 8, comma 2-bis, settimo periodo, d. lgs. n. 152/2006 (nel seguito Rappresentanti MiC), con i diversi gruppi istruttori in cui la stessa si articola, così come rimodulato con Nota del Presidente Prot. 3137 del 19/05/2022;
- il decreto del Ministro della Transizione Ecologica 2 settembre 2021, n. 361 in materia di composizione, compiti, articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC;
- il decreto del Ministro della Transizione Ecologica di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze del 21 gennaio 2022, n. 54 in materia di costi di funzionamento della Commissione Tecnica di PNRR-PNIEC;
- i decreti del Ministro della Transizione Ecologica del 10 novembre 2021 n. 457, del 29 dicembre 2021 n. 551, del 27 aprile 2022 n. 165, del 25 maggio 2022 n. 212, del 22 giugno 2022 n. 245, del 7 settembre n. 331, del 15 settembre 2022 n. 335 ed i decreti del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 9 maggio 2023 n. 154, del 25 maggio 2023 n. 175, del 01 settembre 2023 n. 287, del 27 settembre 2023 n.312, n. 314, n.315, n.316 e n.317, del 19 dicembre 2023 n. 420 di nomina dei Componenti della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC;
- la Disposizione 2 prot. 596 del 7 febbraio 2022, così come integrata dalla nota Prot. MITE/CTVA 7949 del 21/10/2022, di nomina dei Coordinatori delle Sottocommissioni PNRR e PNIEC, di nomina dei Referenti dei Gruppi Istruttori e dei Commissari componenti di tali Gruppi e del Segretario della Commissione PNRR-PNIEC;
- la nota del Presidente della Commissione PNRR-PNIEC del 17 luglio 2023, n. 8215, di modifica della composizione dei Gruppi Istruttori;
- la nota del Presidente della Commissione PNRR-PNIEC del 17 luglio 2023, n. 8215, di modifica della composizione dei Gruppi Istruttori;

- la nota del Presidente della Commissione PNRR-PNIEC del 2 novembre 2023, n. 12370, di modifica della composizione dei Gruppi Istruttori;
- la designazione dei rappresentanti del Ministero della Cultura (MiC) in Commissione ai sensi dell'art. 8, comma 2-bis, settimo periodo del D.lgs. n. 152/2006, acquisita con prot. n. 0002385 del 3 febbraio 2022 e la successiva nota acquisita con prot. n. 0006868 del 21 marzo 2022.

RICHIAMATE le norme che regolano il procedimento di VIA e in particolare:

- la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2014/52/UE del 16 aprile 2014 che modifica la direttiva 2011/92/UE del 13/11/2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati;
- il D.lgs. del 3 aprile 2006, n.152 recante "*Norme in materia ambientale*" come novellato dal il D.Lgs 16.06.2017, n. 104, recante "*Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114*", e in particolare:
 - ✓ l'art. 5, lett. b) e c)
 - ✓ l'art.25;
 - ✓ gli Allegati di cui alla parte seconda del d.lgs. n. 152/2006, come sostituiti, modificati e aggiunti dall'art. 22 del d.lgs. n.104 del 2017 e in particolare:
 - ▪ Allegato VII, recante "*Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'articolo 22*";
- il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 24 dicembre 2015, n. 308 recante "*Indirizzi metodologici per la predisposizione dei quadri prescrittivi nei provvedimenti di valutazione ambientale di competenza statale*";
- il Decreto del Presidente della Repubblica n.120 del 13 giugno 2017 recante "*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164*";
- le Linee Guida dell'Unione Europea "*Assessment of plans and projects significantly affecting Natura 2000 sites - Methodological guidance on the provisions of Article 6(3) and (4) of the Habitats Directive 92/43/EEC*";
- le Linee Guida Nazionali recanti le "*Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale*" approvate dal Consiglio SNPA, 28/2020";
- le Linee Guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza 2019;
- le Linee Guida ISPRA per la valutazione integrata di impatto ambientale e sanitario (VIAS) nelle procedure di autorizzazione ambientale (VAS, VIA, AIA) n.133/2016;
- il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10/09/2010 - *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*;
- il Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*";

- il Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica i regolamenti (CE) n. 401/2009 e (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»);
- il Decreto Legislativo del 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108, recante Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza, il quale introduce importanti semplificazioni nel procedimento di VIA;
- l'Articolo 31 comma 5 del Decreto legge n°77 del 31 maggio 2021 che nell'introdurre disposizioni volte ad agevolare il conseguimento degli obiettivi stabiliti dal Piano Nazionale Ripresa Resilienza e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, stabilisce, tra l'altro, che la realizzazione di alcune opere, impianti, anche fotovoltaici, e infrastrutture costituisca interventi di pubblica utilità e, limitatamente all'installazione di impianti agrovoltaici, ne prevede l'accesso agli incentivi pubblici a condizione che sia garantita, tramite evidenza da prodursi attraverso appositi sistemi di monitoraggio, la continuità nello svolgimento delle attività agricole e pastorali;
- La Comunicazione della Commissione Europea "*Documento di orientamento sugli impianti eolici e sulla normativa dell'UE in materia ambientale*" del 18.11.2020 C (2020) 7730 final.

PREMESSO che:

- la Divisione Generale Valutazioni Ambientali del Ministero della Transizione Ecologica, effettuata la preventiva istruttoria di verifica amministrativa della documentazione depositata, con nota MASE Prot. n. 45178 del 24/03/2023, acquisita dalla Commissione Tecnica PNRR-PNIEC (d'ora innanzi Commissione), ha comunicato la procedibilità dell'istanza disponendo l'avvio dell'istruttoria presso la Commissione, finalizzata all'espressione del parere relativamente al procedimento identificato codice ID VIP 10183 di un Progetto di una "Istanza per l'avvio della consultazione per la definizione dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 21 del D.Lgs. 152/2006 relativa al progetto di realizzazione "Impianto fotovoltaico offshore Abruzzo – Proponente: Fred. Olsen Renewables Italy".
- Il Gruppo Istruttore 5 della Commissione con i Rappresentanti e delegati MiC, in data 28/11/2023, a mezzo videoconferenza Registrata ha effettuato, come previsto dalla regolazione di settore, un'audizione del Proponente per la presentazione del progetto finalizzata alla ricezione di delucidazioni convocata con nota prot. 12981 del 17/11/2023.

CONSIDERATO che:

L'obiettivo del Proponente è la realizzazione di un impianto fotovoltaico offshore di 151.200 moduli bifacciali, aventi ciascuno potenza nominale pari a 670 Wp e organizzati su 40 piattaforme galleggianti, ognuna delle quali di dimensioni pari a 200 x 200 m, per una potenza nominale in DC pari a 101,3 MWp; l'impianto sarà comprensivo di un sistema di accumulo (BESS) da 20 MW da installare su piattaforma a fondazioni fisse di dimensioni pari a 50 x 50 m, per una potenza totale di connessione pari a 100 MW. La soluzione progettuale si trova nel Mar Adriatico ad una distanza minima di circa 2,5 km dalla costa prospiciente il Comune di Ortona, per la quale è stata fornita una soluzione di connessione alla RTN da Terna S.p.A. avente Codice pratica preventivo di connessione n. 202202783

(STMG).

La tecnologia scelta dal Proponente per la realizzazione del progetto in esame si basa su una soluzione galleggiante denominata "Bolette", che consente ai moduli fotovoltaici di muoversi liberamente e indipendentemente all'interno di una rete di funi pretensionate, mentre le forze ambientali sono distribuite attraverso la rete e il sistema di ormeggio in modo da poter gestire sia i carichi delle onde che quelli del vento.

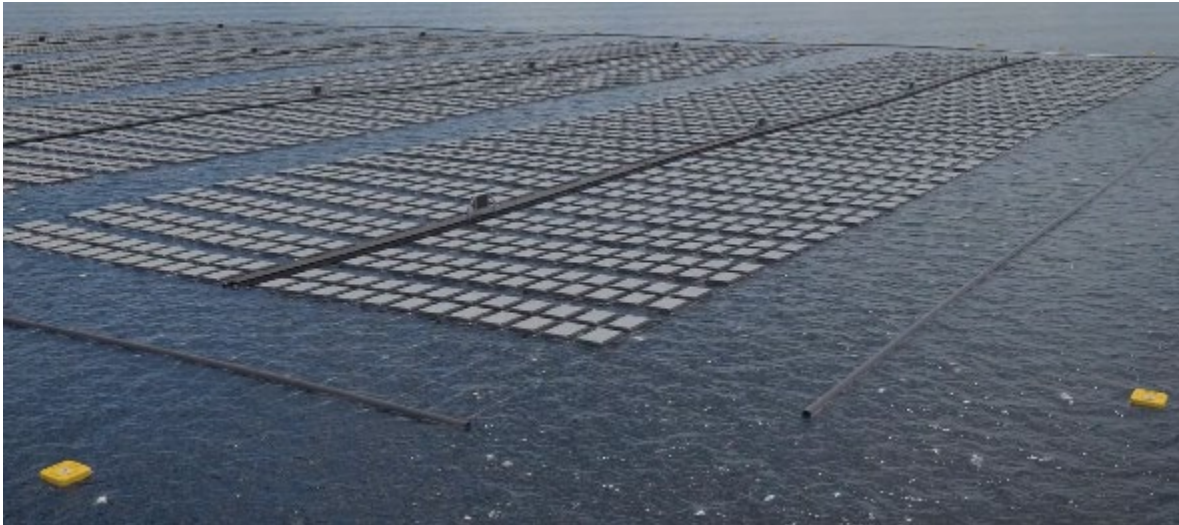


Figura 1 - Soluzione galleggiante "Bolette"

La motivazione del Proponente si richiama al fatto che l'Italia è una penisola circondata da spazi di mare caratterizzati da irraggiamento di luce solare tale consentire una certa efficacia di conversione in energia elettrica. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un impianto fotovoltaico offshore sono, generalmente, inferiori rispetto a quelli generati da un impianto fotovoltaico a terra. La collocazione degli impianti in mare ha, tra l'altro, il vantaggio di poter ottimizzare le prestazioni dei pannelli attraverso l'effetto "cooling" del mare che permette di raffreddare in modo naturale le superfici dei pannelli, oltre a una migliore reperibilità di siti, essendo quelli onshore soggetti a saturazione e spesso soggetti a scarsa accettabilità sociale.

RILEVATO che per il progetto in questione:

La documentazione trasmessa ed esaminata è pubblicata sul portale istituzionale VA al seguente indirizzo <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Info/10133>.

L'indice del SIA riportato dal Proponente si articola sui seguenti punti:

- scopo e contenuti;
- fasi dello Studio di Impatto Ambientale;
- metodologia di analisi dello stato delle componenti ambientali ante operam;
- analisi degli impatti potenziali indotti dal progetto;
- misure di mitigazione;
- proposta di Piano di monitoraggio ambientale;
- ulteriore documentazione.

PRESO ATTO che:

sono pervenute i seguenti contributi, pareri e osservazioni:

Numero progr.	Titolo	Prot. MASE	del
1	Parere del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti Capitaneria di porto Ortona Servizio: Personale marittimo, attività marittime e contenzioso Sezione: Demanio e contenzioso in data 12/09/2023	MASE-2023-144463	12/10/2023
2	Contributi del Comune di Ortona in data 29/09/2023	MASE-2023-0155322	05/10/2023
3	Contributi del Ministero della Cultura - Soprintendenza speciale per il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza prot. 22786 in data 06/10/2023	MASE-2023-0159563	11/10/2023

La Commissione rappresenta al Proponente che è sua facoltà controdedurre alle osservazioni pervenute in questa fase e a quelle che arriveranno in sede di istruttoria VIA e, se del caso, tenerne conto in sede di progettazione.

VISTO e CONSIDERATO che:

DESCRIZIONE DELL'OPERA

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto di produzione elettrica da fonte fotovoltaica offshore, di tipo flottante, situato nel Mare Adriatico, al largo della costa del Comune di Ortona (CH).

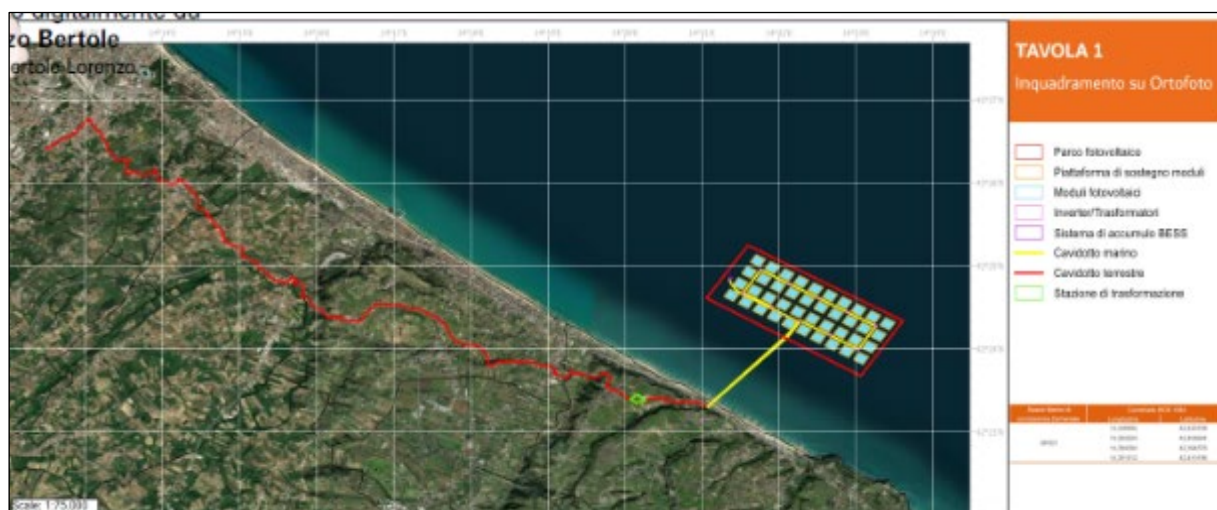


Figura 2: Ubicazione dell'area geografica interessata dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico¹
Il progetto in esame prevede l'utilizzazione:

1. della Piattaforma Continentale Italiana, ai fini dell'installazione dei pannelli fotovoltaici dei cavi sottomarini di collegamento in alta tensione;
2. del mare territoriale, per il passaggio dell'elettrodotto marino sino alla terraferma;
3. di parte del territorio dei Comuni di Ortona (CH), Francavilla al Mare (CH) e Pescara, per il passaggio dell'elettrodotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la RTN.

L'impianto in esame risulta essere suddiviso in due sezioni.

La sezione offshore comprende:

1. 151.200 moduli fotovoltaici, potenza 670 Wp cadauno e capacità complessiva di 80 MW. L'impianto risulta complessivamente suddiviso in n.20 sottocampi (composti da 7.560 moduli organizzati in n.252 stringhe e da n.30 moduli cadauno);
2. 40 piattaforme galleggianti (denominate (OR001-040) di dimensioni 200 x 200 m, per l'installazione dei moduli fotovoltaici;
3. 10 piattaforme galleggianti/fisse di dimensioni 40 x 40 m, per l'installazione dei gruppi di conversione e trasformazione BT/AT (66kV);
4. un sistema di accumulo (BESS) da 20 MW, da installare su piattaforma a fondazioni fisse di dimensione 50 x 50 m;
5. 2 cavidotti marini AT di tensione nominale 66 kV (n.1 cavo da BESS + n.1 cavo da piattaforme di conversione e trasformazione BT/AT), per il trasporto dell'energia elettrica verso il punto di giunzione onshore.

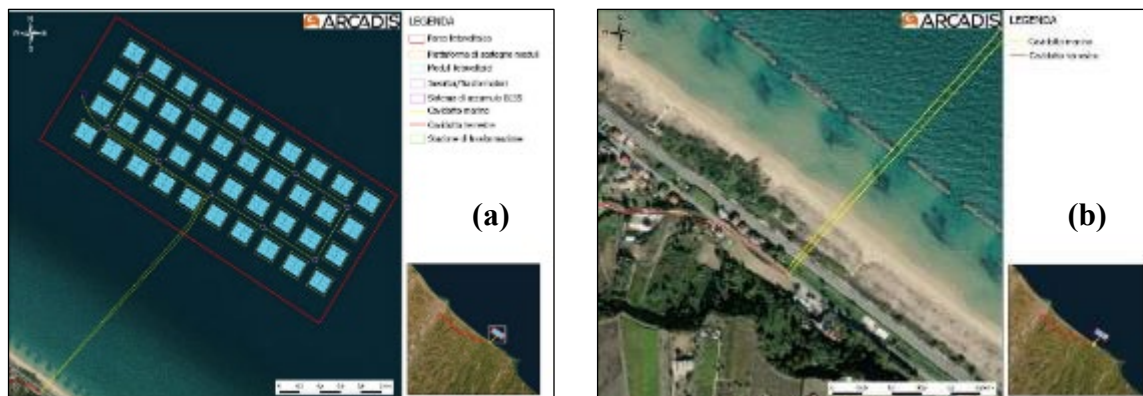


Figura 3: Dettaglio impianto fotovoltaico offshore (a) e dettaglio della vista dell'approccio alla costa (b)²

La sezione onshore comprende:

1. una buca giunti per la transizione dai n.2 cavi marini ai n.2 cavi terrestri (approdo previsto in territorio del Comune di Ortona, località Ghiomera);
2. 2 cavidotti terrestri AT di tensione nominale 66 kV, per il trasporto dell'energia elettrica verso la stazione elettrica di trasformazione 66/132 kV;
3. una stazione elettrica di trasformazione utente 66/132 kV (prevista presso il Comune

¹ Tavola1_Inquadramento su Ortofoto-signed.pdf

² Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

- di Ortona, in località Lazzaretto), per la raccolta della potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico galleggiante e della potenza prodotta dal sistema di accumulo BESS;
4. un cavidotto terrestre AT di tensione nominale 132 kV, per il trasporto dell'energia elettrica fino al punto di inserimento alla rete di trasmissione (Cabina Primaria "San Donato"³ - Pescara), ubicato a circa 13 km di distanza dal punto di approdo. Il cavidotto attraverserà il territorio dei Comuni di Ortona (CH), di Francavilla al Mare (CH) e di Pescara (PE).



Figura 4: Dettaglio della vista del sedime di installazione della stazione di trasformazione elettrica di utenza (a) e dettaglio arrivo stazione Enel "San Donato" (b)⁴

Nella documentazione specialistica⁵ il Proponente rappresenta che *“La posa del cavo terrestre si svolge lungo il percorso tra il punto di giunzione allo sbarco e al punto di inserimento alla RTN indicato nella richiesta della soluzione di connessione inviata al Gestore di Rete ovvero la linea RTN 150 kV “Ortona-Miglianico”. Il cavidotto lungo circa 3100 m sarà posto in opera lungo le strade esistenti. Sarà necessario uno studio di dettaglio per identificare i sottoservizi esistenti e le possibili interferenze di questi con il cavidotto di progetto”*.

Il Proponente ha fornito la soluzione tecnica minima generale (STMG, codice pratica 202202783) rilasciata da parte del Gestore di rete (Terna S.p.A.) per la connessione dell'impianto in modo da permettere l'immissione dell'energia prodotta, alla RTN, la quale prevede che la *“centrale venga collegata in antenna a 132 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) 380/132 della RTN da inserire in doppio entra-esce agli elettrodotti 380 kV “Teramo-Villanova” e “Villanova Villavalle”, previa realizzazione dell'intervento di cui al Piano di Sviluppo Terna “HVDC Centro Sud/Centro Nord” (436-P)”*.

Il Proponente dichiara che sono in corso contatti sia con Terna sia con Enel Distribuzione al fine di ottimizzare la STMG volta ad una riduzione dei costi.

Il Proponente ha previsto che la piattaforma marina ospitante l'impianto fotovoltaico flottante non sia equipaggiata della sottostazione elettrica, che verrà costruita sulla

³ https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/10133/14913?Testo=&RaggruppamentoID=1059#form-cercaDocumentazione, Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

⁴ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

⁵ PP.OP.FOR01.0.1.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.0.3.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.5.3.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.5.6.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.5.8.R00_signed.pdf

terraferma.

Pannelli fotovoltaici

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei moduli bifacciali in silicio monocristallino del tipo GCL-M12/66GDF⁶:

Garanzia prodotto	12 anni	Garanzia potenza	30 anni di 84,95% Potere Output
Temperatura Operativa	-40~85 °C	Coefficiente di Temperatura di Pmax	-0,35 %/°C
Tensione Vuoto(Voc)	46,2 V	Coefficiente di Temperatura di Voc	-0,28 %/°C
Corrente di corto circuito (Isc)	18,41 A	Coefficiente di Temperatura di Isc	0,05 %/°C
Corrente alla massima potenza (Impp)	17,45 A	Potenza massima	670 Wp
Tensione alla Massima Potenza (Vmpp)	38,4 V	Tensione Massima di Sistema	1500 V
Dimensioni (A/L/P)	2384x1303x35 mm	Tensione Nominale del Fusibile	35 A
Peso	38,7 kg	Tipo Vetro	Rivestimento Anti-Riflesso
Efficienza del modulo	21,6 %	Tolleranza sulla Potenza	+ 1 %
Tipo di Telaio	Lega di Alluminio Anodizzato	Spessore del Vetro	2 mm

Opere di connessione

L'impianto sarà connesso alla RTN mediante cavidotto a 150 kV. Dalla stazione offshore il cavidotto marino si collega alla terraferma tramite un percorso di circa di 3,1 km. Il punto di approdo è previsto in località Ariella nel comune di Ortona (CH). A partire dal punto di approdo, il cavidotto terrestre interrato seguirà la viabilità esistente.

⁶ <https://it.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/49687>



Figura 5: Percorso terrestre dei cavi su ortofoto⁷

Progetto elettrico

L'impianto è complessivamente suddiviso in 20 sottocampi ognuno composto da 7560 moduli organizzati in 252 stringhe da 30 moduli. I singoli sottocampi sono caratterizzati da una potenza nominale in DC di 5,06 MWp e in AC di 4 MW.

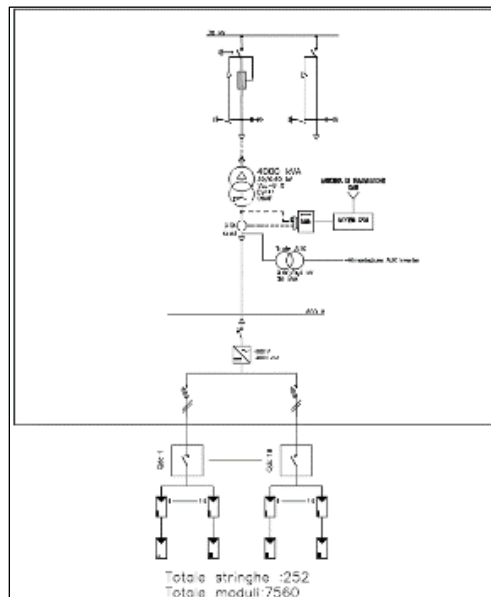


Figura 6: Rappresentazione tipo di un sottocampo

Gruppi di cinque sottocampi sono collegati tra loro a formare un blocco unico di potenza nominale in AC di 20 MW la cui energia elettrica è trasferita in stazione elettrica MT/AT con un unico cavo sottomarino di media tensione.

Il Proponente prevede l'adozione di un unico modulo di conversione e trasformazione, caratterizzato per ogni sottocampo, da una soluzione compatta comprensiva di inverter e trasformatore MT/BT. Gli inverter di progetto sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio impianto fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) con un'efficienza superiore al 99%, per cui è insignificante la curva caratteristica dei moduli.

⁷ Tavola1_Inquadramento su Ortofoto-signed.pdf

Inoltre, costruiscono l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori limiti di rete stabiliti dalla CEI 0-16.

Le uscite degli inverter a 600 Vca saranno collegate al secondario dei relativi trasformatori MT/BT. I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono, quindi, composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

I gruppi di conversione di progetto saranno del tipo SMA MV POWER STATION 4000-S2 o similare.

Manutenzione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico offshore richiederà un'infrastruttura portuale come supporto logistico per le operazioni di manutenzione.

Gli elementi offshore che saranno mantenuti attivi durante l'intero ciclo di vita dell'impianto sono i pannelli fotovoltaici, le opere di galleggiamento e ancoraggio, le relative connessioni elettriche ed il cavo sottomarino.

Gli elementi onshore che saranno mantenuti attivi durante l'intero ciclo di vita dell'impianto sono la linea interrata, la stazione di trasformazione elettrica di utenza e le interconnessioni elettriche accessorie.

Le operazioni di manutenzione si possono suddividere in manutenzione programmata/correttiva leggera e manutenzione straordinaria. La manutenzione programmata, oltre ad essere pianificata dal gestore dell'impianto, è condotta secondo le specifiche tecniche dei fornitori dei vari componenti ed accessori che compongono gli impianti fotovoltaici. La manutenzione programmata è condivisa con le Autorità marittime preposte se prevede spostamenti e trasporto di accessori e componenti via mare oppure attività offshore nei pressi dell'impianto fotovoltaico.

L'infrastruttura per le attività di manutenzione ordinaria consisterà essenzialmente in una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, gli accessori, i materiali ed il personale specializzato per le differenti tipologie di intervento richiesto. Attraverso la stessa base logistica verranno temporaneamente stoccate le eventuali attrezzature ed elementi difettosi per essere reindirizzate alle destinazioni appropriate. Per le operazioni di manutenzione ordinaria, le infrastrutture necessarie sono costituite da: magazzini per lo stoccaggio dei materiali; officine tecniche per l'eventuale sistemazione e/o assemblaggio/disassemblaggio degli elementi dell'impianto fotovoltaico; piazzole per lo stoccaggio dei rifiuti; uffici amministrativi; area di banchina; molo per l'attracco delle navi.

Le operazioni di manutenzione, effettuate nei percorsi tra i pannelli solari attraverso dei catamarani, comprendono la sostituzione, la pulizia e la manutenzione dei componenti, rimozione dei detriti e contaminanti che potrebbero accumularsi sui pannelli solari galleggianti, ottimizzando la produzione, le prestazioni dei pannelli e riducendo al minimo i tempi di inattività.

La manutenzione straordinaria consiste nella sostituzione degli elementi principali dell'impianto fotovoltaico (es: pannelli fotovoltaici danneggiati, componenti elettriche inverter/trasformazione, ecc.) e può estendersi anche agli elementi di ancoraggio (sostituzione della catena, sostituzione totale della linea e relativa ancora) e i cavi di

collegamento tra le componenti. Il Proponente specifica⁸ che tali operazioni non sono pianificate e richiederanno l'utilizzo di risorse adeguate all'entità dell'intervento e una specifica logistica marittima.

Piano di dismissione

Il Proponente dichiara che la dismissione dell'impianto avrà l'obiettivo di garantire la reversibilità delle modifiche apportate all'ambiente naturale e al sito.

Per le operazioni in mare il Proponente 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 parziale dei cavi non interrati; disconnessione di linee di ormeggio e loro recupero; demolizione parziale delle fondazioni fisse e recupero del materiale.

Per le operazioni a terra e portuali il Proponente prevede: smontaggio dei pannelli fotovoltaici dai supporti; scarico e deposito a terra dei componenti; stoccaggio delle strutture di sostegno e smantellamento.

Durante la fase di dismissione del progetto i componenti elettrici dismessi verranno smaltiti secondo la direttiva europea WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment, mentre, gli elementi in metallo, in materiali compositi ed in plastica rinforzata (GPR) verranno riciclati. I diversi materiali da costruzione se non riutilizzati, verranno quindi separati e compattati al fine di ridurre i volumi e consentire un più facile trasporto ai centri di recupero.

Le linee di ancoraggio, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature della piattaforma galleggiante, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate. La biomassa accumulata durante il ciclo di vita del parco sarà trattata come residuo di processo.

Le componenti elettriche, se non possono essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate.

Particolare attenzione sarà dedicata allo smantellamento delle apparecchiature che utilizzano lubrificanti e olio per prevenire sversamenti accidentali. Eventuali residui di olio o lubrificante saranno rimossi secondo le procedure appropriate.

Quadro economico, cronoprogramma e forza lavoro

Il costo complessivo dell'opera è stato stimato in 187.563.785,73 €.

Il Proponente non ha né stimato la durata del cantiere né presentato un elaborato progettuale relativo al cronoprogramma dei lavori.

Il ciclo di vita dell'impianto è stimato in 40 anni.

Il Proponente non ha stimato la forza lavoro occupata in termini di manodopera.

ANALISI DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE

⁸ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITA'

Al fine della scelta del sito per l'installazione dell'impianto fotovoltaico offshore il Proponente ha considerato:

1. vincoli individuati a mare per la realizzazione del progetto nell'ambito dell'uso e della pianificazione dello spazio marittimo;
2. vincoli individuati a terra per la realizzazione del progetto nell'ambito delle aree protette e i piani regolatori comunali e regionali;
3. geomorfologia dell'area di interesse;
4. condizioni meteomarine dell'area di interesse;
5. 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 state ritenute di primaria importanza per la buona riuscita del progetto. Oltre a ciò, per una sicura ed efficace installazione dell'impianto fotovoltaico, sono stati analizzati i dati disponibili sulle caratteristiche geomorfologiche e sulle caratteristiche meteomarine.

L'impianto fotovoltaico in esame è costituito da una struttura galleggiante di sostegno dei moduli che consente il posizionamento in acque distanti ad una distanza minima di circa 1,35 miglia nautiche (circa 2,5 km) dalla costa, comportandone la visibilità ad occhio nudo dalla terraferma.

La tecnologia proposta con il presente progetto e la scelta del sito si è basata su un'analisi approfondita dei molteplici fattori che più influenzano e sono influenzati dalla realizzazione del progetto. Tali fattori sono stati individuati sulla base di studi⁹ al fine di limitare gli impatti degli ambienti marini e di quelli terrestri.

I principali elementi tenuti in considerazione per lo sviluppo di impianto fotovoltaici offshore sono:

- la pianificazione degli spazi marittimi;
- l'aspetto sociale;
- la redditività;
- l'impatto sull'ecosistema marino e terrestre.

Si riporta di seguito un estratto dell'inquadramento del progetto a mare sulla carta nautica, a grande scala, dell'Istituto Idrografico della Marina Militare.

⁹ PP.OP.FOR01.5.2.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.5.6.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.5.7.R00_signed.pdf, PP.OP.FOR01.5.8.R00_signed.pdf, Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

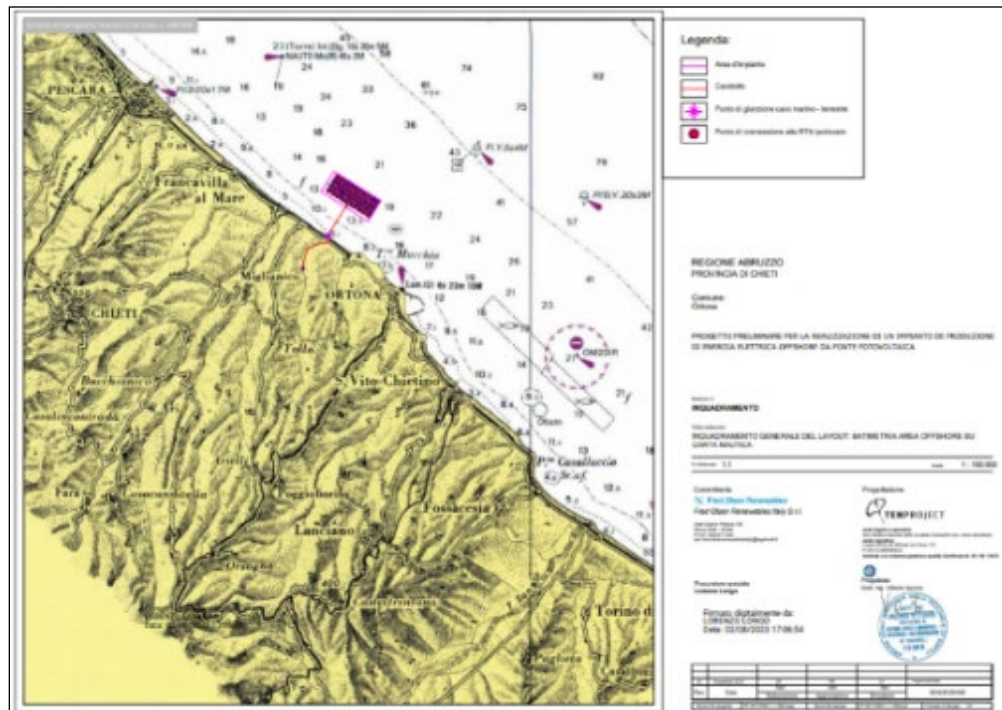


Figura 7: Individuazione dell'impianto e delle relative opere su carta nautica¹⁰

Sono stati analizzati i dati disponibili che riguardano: le aree naturali protette, le caratteristiche geomorfologiche e le caratteristiche meteomarine dell'area di intervento.

Aree Naturali protette

L'ubicazione dell'impianto fotovoltaico offshore e il percorso dell'elettrodotto di collegamento interessano siti della Rete Natura 2000. Dall'esame della Carta delle Aree Naturali Protette, il Proponente rappresenta la presenza di alcune aree tutelate, come si evince dalla tabella seguente:

Tipologia	Codice	Nome	Ubicazione rispetto all'opera
ZSC	IT7140106	Fosso delle Farfalle (sublitorale chietino)	Ad una distanza di circa 11 km dallo specchio marino di concessione.
ZSC	IT7140110	Calanchi di Bucchianico (Ripe dello Spagnolo)	Ad una distanza minima di circa 13,7 km dal tratto di cavidotto interrato più prossimo.
ZSC	IT7120215	Torre del Cerrano	Area a mare ubicata ad una distanza minima di circa 15,3 km dal tratto di cavidotto interrato più prossimo.

¹⁰ PP.OP.FOR01.1.1.R00_signed.pdf

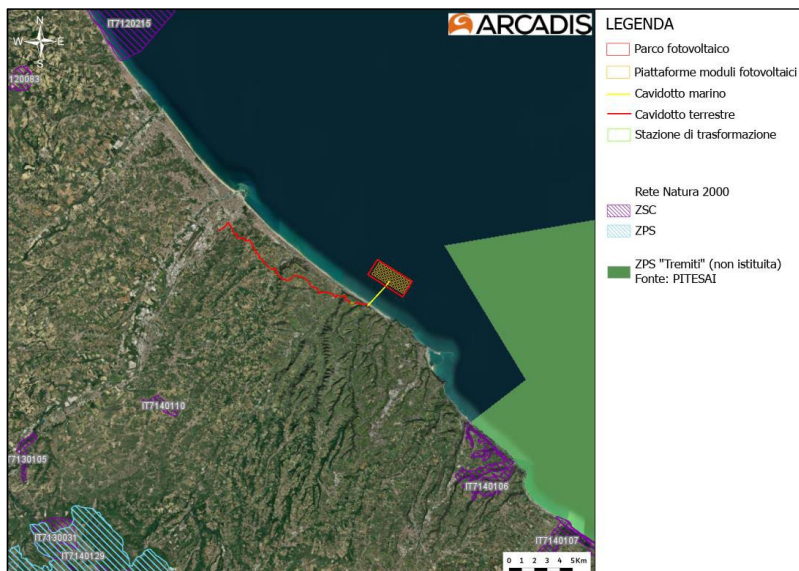


Figura 8: Distanza dell'impianto fotovoltaico dai siti "Rete Natura 2000"¹¹

Il Proponente precisa che, come emerso dalla consultazione PITESAI, in prossimità del Sito risulta essere presente un'area proposta per l'istituzione di nuova ZPS ("Tremeti"), ubicata in sostanziale sovrapposizione/corrispondenza con l'area IBA "Medio Adriatico" cod. IBA222. Il Proponente dichiara che tale area, ubicata ad una distanza minima dalle opere di progetto pari a 3,6 km in direzione Est, non risulta essere stata ufficializzata o formalizzata.



Figura 9: Distanza dell'impianto fotovoltaico dai siti IBA¹²

Il Proponente rappresenta che l'ubicazione delle opere di progetto permette di evitare l'attraversamento dei siti appartenenti alla Rete Natura 2000 presenti all'interno dell'areale sia a mare, sia a terra, specificando inoltre che la posa dei cavi terrestri sarà prevista

¹¹ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

¹² Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

prevalentemente lungo viabilità esistente, al di sotto del manto stradale e, di conseguenza, non prevede alcun interessamento diretto di habitat e specie presenti in superficie.

Il Proponente dichiara, inoltre, che non sono presenti Zone umide di importanza internazionale (RAMSAR) in prossimità dell'area di impianto; il sito RAMSAR più vicino, denominato "Saline di Margherita di Savoia", si trova ad oltre 165 km in direzione Sud-Est dall'elemento progettuale più prossimo, in corrispondenza della costa pugliese tra Manfredonia e Barletta.

Dall'esame della Carta delle Aree Naturali Protette risulta che il sito di ubicazione dell'impianto fotovoltaico, nonché la totalità delle opere offshore e onshore ad esso connesso, si trova distante dalle aree EUAP (Elenco Ufficiale Aree Protette), come da tabella seguente:

Categoria	Codice	Nome	Ubicazione rispetto all'opera
Riserva naturale	EUAP1204	Riserva Naturale Grotte delle Farfalle	Distanza minima di circa 12 km dalla zona di approdo dei cavidotti.
Riserva naturale	EUAP1205	Riserva Naturale Punta dell'Acquabella	Distanza minima di circa 6,4 km dallo spazio marino di concessione e di circa 7,3 km dalla zona di approdo dei cavidotti.
Riserva naturale	EUAP1206	Riserva Naturale Ripari di Giobbe	Distanza minima di circa 2 km dallo spazio marino di concessione e di circa 2,15 km dalla zona di approdo dei cavidotti.
Riserva naturale	EUAP1164	Riserva Naturale Pineta Dannunziana	Distanza minima di circa 1,3 km dal tratto di cavidotto interrato più prossimo.
Riserva naturale	EUAP0029	Pineta di Santa Filomena	Distanza minima di circa 5,1 km dal tratto di cavidotto interrato più prossimo.



Figura 10: Aree naturali protette EUAP nei pressi dell'area di impianto¹³

Relativamente alle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM), il Proponente segnala che l'area protetta più vicina all'impianto si trova a circa 340 Km dalla zona di impianto; mentre la Zona di Tutela Biologica più prossima alle aree di progetto risulta essere la ZTB "Al largo delle coste della Puglia", localizzata ad una distanza minima pari a quasi 90 km in direzione Est-Sud-Est.

Le Fisheries Restricted Areas (FRAs), aree geografiche delimitate in cui alcune specifiche attività di pesca sono temporaneamente o permanentemente vietate o limitate al fine di monitorare i meccanismi di sfruttamento di specifici stock ittici, habitat ed ecosistemi di acque profonde e di garantirne la tutela, si trovano invece ad una distanza di oltre 40 km in direzione Nord-Est.

Infine, l'area di impianto non interferisce direttamente con la perimetrazione di aree EBSA. L'area più vicina, denominata "Jabuka/Pomo Pit", è ubicata ad una distanza minima dalle opere pari a circa 27 km in direzione Nord-Est.

Inquadramento geologico e geomorfologico

L'evoluzione geologico-strutturale dell'area in oggetto risulta inquadrabile all'interno del bacino periadriatico, comprendente sia termini marini, sia continentali. L'evoluzione dinamica del sistema di catena, avansfossa ed avampaese ha comportato la sovrapposizione, in corrispondenza dell'Appennino Centrale, di diversi domini paleogeografici (mesozoici) lungo il margine meridionale della Tetide, e la seguente formazione di cunei di depositi silicoplastici neogenici con la progressione della deformazione a vergenza adriatica.

L'evoluzione tettonica del bacino periadriatico (Pleistocene) è stata dettata dalla concomitante azione di diversi meccanismi originatisi durante le fasi terminali della strutturazione della catena Appenninica. La sedimentazione Quaternaria è stata dettata sia da tale intensa tettonica, sia da variazioni climatiche ed eustatiche.

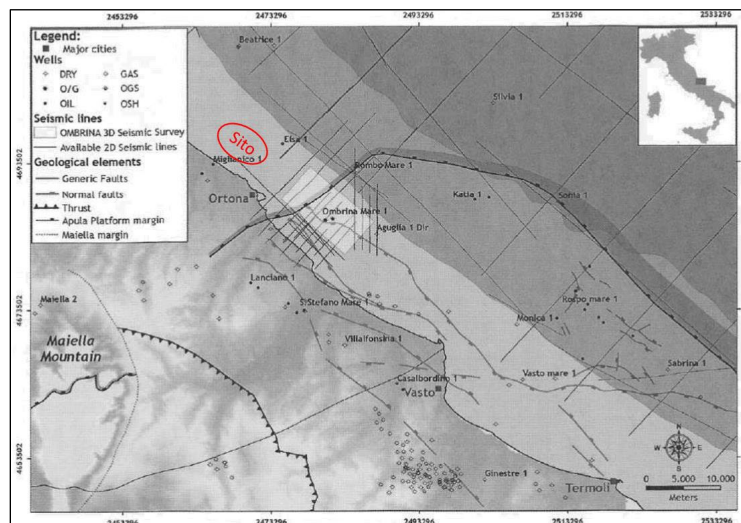


Figura 11: Assetto strutturale area sottomarina tra Ortona e Termoli (Fonte: Tinterri & Lapparini, 2013)¹⁴

¹³ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

¹⁴ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

Il territorio interessato dalle opere di progetto non presenta elementi tettonici di particolare rilievo o strutture capaci e attive: l'assetto strutturale consta in semplici superfici tabulari o leggermente monocliniche (inclinazione $> 10^\circ$); alcuni autori (*Tinterri & Lapparini, 2013*) rilevano la presenza di faglie normali, a direzione Appenninica, che sembrano delimitare piccoli bacini allungati, in fase di distensione, sia sulla terraferma, sia in area marina.

Attraverso la consultazione del portale EMODnet¹⁵ (European Marine Observation and Data Network) messo a disposizione dalla Commissione Europea, il Proponente ha ricostruito le caratteristiche geologiche dell'area di impianto, caratterizzanti il fondale marino in prossimità delle aree in oggetto, permettendo di ipotizzare le seguenti litologie in corrispondenza delle opere di installazione:

- Sedimenti costieri: depositi di spiaggia sommersa (Olocene), ubicati ad una distanza dall'attuale linea di costa compresa tra circa 0-1 km (porzione di fondale interessata dalla posa dei cavidotti marini);
- Sedimenti neritici: depositi di transizione alla piattaforma, prisma litorale (Olocene), ubicati a partire da circa 1 km di distanza dall'attuale linea di costa ed estesi sino ad almeno 10 km dalla stessa (porzione di fondale interessata dalla posa dei cavidotti marini e dall'installazione dell'impianto fotovoltaico).

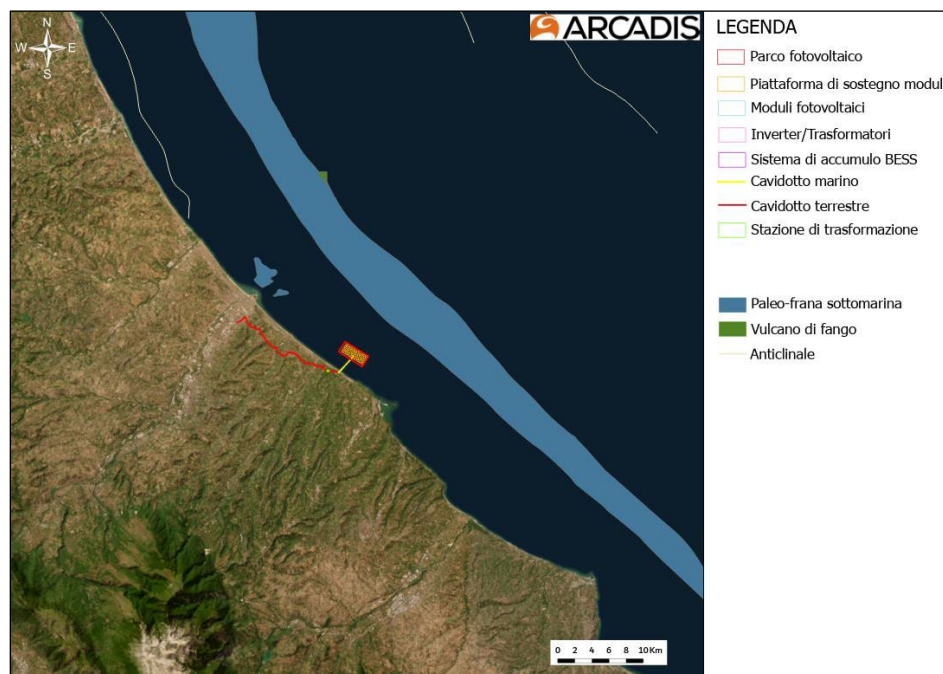


Figura 12: Geomorfologia offshore (elaborazione Arcadis su base EMODnet)¹⁶

La consultazione del portale EMODnet ha permesso al Proponente di ricostruire anche l'assetto geomorfologico della zona, individuando i seguenti elementi geomorfologici:

- 2 paleo-frane sottomarine sepolte (colamento di materiale sabbioso risalente all'Olocene), ubicate in prossimità della foce del Fiume Pescara, ad una distanza minima dalle installazioni pari a circa 8,7 km in direzione Nord-Ovest;

¹⁵ <https://emodnet.ec.europa.eu/en>

¹⁶ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

- una paleo-frana sottomarina (creep di materiale argilloso risalente all'Olocene), ubicata in posizione sub-parallela alla linea di costa, ad una distanza minima dalle installazioni pari a circa 4,5 km in direzione Nord-Est;
- un'area soggetta a presenza di vulcani di fango, ubicata ad una distanza minima dalle installazioni a mare pari a circa 19 km in direzione Nord;
- 3 anticlinali, inattive ed in gran misura non affioranti, ascrivibili al Plio-Quaternario, ubicate ad una distanza minima dalle installazioni a mare pari a circa 23 km in direzione Nord-Ovest e 37 km in direzione Nord.

Sempre attraverso il portale EMODnet, il Proponente ha elaborato anche la mappa di suscettibilità agli eventi franosi sottomarini insistente in corrispondenza del fondale oggetto di intervento, giungendo al risultato che il fondale in oggetto risulterebbe essere sostanzialmente privo di criticità significative, con valori di suscettibilità ad eventi franosi prossimi allo 0 in gran parte dell'areale considerato.

Inquadramento sismico

L'Abruzzo rappresenta, rispetto ad altri territori italiani, una pericolosità sismica elevata. Le aree a maggiore rischio sono concentrate in corrispondenza delle porzioni interne e montuose del territorio, quali la Provincia dell'Aquila e la porzione Appenninica della Provincia di Chieti. Le aree costiere, pur caratterizzate da una pericolosità sismica molto inferiore, risentono tuttavia dell'effetto di tali terremoti di origine appenninica.

Il Proponente ha analizzato la mappa interattiva della Pericolosità Sismica (Modello MPS04-S1) resa disponibile dall'INGV¹⁷, al fine di valutare l'entità dello scuotimento atteso al suolo, mediante la rappresentazione dei valori di accelerazione di picco orizzontale del suolo ("a(g)" o "PGA") con probabilità di superamento del 10% in 50 anni. Tale modello permette di stimare un valore di accelerazione massima attesa contenuto, compreso tra 0,100-0,125g.

L'analisi di disaggregazione, calcolata in corrispondenza dell'ubicazione delle opere offshore, così come elaborata dal suddetto modello MPS04-S1, ha permesso al Proponente di valutare i contributi alla pericolosità sismica del sito da parte delle diverse potenziali sorgenti sismiche, con il risultato che il contributo più rilevante alla pericolosità sismica dell'area risulta essere ascrivibile a eventi sismici con Magnitudo compresa tra 4,5-5 Mw, aventi epicentro ad una distanza attesa compresa tra 10-20 km dal sito.

Il Proponente dichiara che, dall'esame bibliografico e cartografico¹⁸, non è emersa la presenza di faglie o sistemi sismogenetici offshore capaci di innescare maremoti/tsunami.

Di conseguenza, il Proponente afferma che l'analisi della sismicità, a scala regionale e locale, non rileva la sussistenza di elementi di criticità per le opere di progetto offshore, sebbene le opere di installazione dovranno essere progettate in accordo alla normativa vigente ed applicabile, anche in funzione dell'evidenze sito-specifiche potenzialmente riscontrabili durante le future investigazioni geotecniche/geofisiche previste a mare.

Inquadramento meteomarinario

¹⁷ <https://esse1-gis.mi.ingv.it/>

¹⁸ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

La metodologia applicata dal Proponente per lo studio meteomarinario ha previsto la definizione dei principali parametri meteo marini attraverso l'utilizzo di dati storici che sono rappresentativi del clima di medio e lungo termine e delle sue variabilità annuali e stagionali.

Al fine di descrivere il clima tipico di vento e onda al largo della costa, per il sito di interesse, il Proponente ha estratto e messo a confronto serie temporali dai database pubblici dell'ECMWF (ERA5) e della Rete Mareografica Nazionale (RMN). Sono stati inoltre forniti gli estremi omnidirezionali di intensità del vento e di altezza d'onda significativa, relativi ai 2 set di dati.

Per quanto riguarda la corrente superficiale, i valori di temperatura, il livello medio di marea e il livello di salinità, il relativo clima tipico è stato definito considerando serie temporali caratterizzate da step orari giornalieri, derivanti dal database pubblico HYCOM e Copernicus, con i seguenti risultati:

- per quanto riguarda l'analisi anemologica, i due nodi ERA5 analizzati riportano una discordanza di circa 1 m/s sulla media di velocità del vento. Il nodo ERA5_2 ha fornito comunque dati coerenti con quanto misurato dalla stazione di Ortona installata sul molo del porto ad eccezione dei dati di direzione che presentano uno sfasamento di 55° dovuto probabilmente alla posizione della stazione di Ortona; la velocità media del vento registrata a 10m s.l.m. si attesta su valori di circa 2,6 - 2,7 m/s;
- l'analisi del moto ondoso ha mostrato un buon grado di correlazione tra il punto ERA5_W analizzato e la boa della Rete Ondametrica Nazionale di Ortona. I dati di altezza significativa registrati differiscono tra di loro di circa 1m sul valore massimo per il periodo analizzato che risulta essere di 5,1m per il punto ERA5_W e 6,2 per la boa RON;
- l'analisi del profilo mareografico, attraverso i dati Hycom e Copernicus, ha riguardato diversi parametri, in particolare velocità di corrente superficiale, temperatura media, livello medio di marea e livello medio di salinità. I valori di corrente si attestano intorno a una media di 0,06 - 0,07 m/s con direzione media su base stagionale da sud est. Per quanto riguarda il livello di marea i dati estratti si attestano su escursioni di livello di circa 22 cm.

Caratterizzazione batimetrica

I fondali rilevati nel Mare Adriatico si caratterizzano per un andamento batimetrico che presenta profondità variabile.

Lo specchio d'acqua individuato per l'impianto fotovoltaico, avente superficie complessiva pari a circa 4,6 km², si colloca in prossimità della costa del Comune di Ortona (CH), ad una distanza dalla linea di costa compresa tra circa 2,0-3,2 km, in corrispondenza di un'area marina caratterizzata da profondità batimetrica compresa tra circa 13-19 m.

Il fondale marino, ascrivibile alla piattaforma continentale del Mare Adriatico risulta approfondirsi con un orientamento di massima pendenza in direzione prevalente Sud-Ovest - Nord-Est, in analogia all'adiacente territorio continentale.



Figura 13: Batimetria dell'area di interesse¹⁹

Regime dei Venti

Il Proponente ha descritto le caratteristiche meteorologiche dell'area di studio facendo riferimento ai dati registrati dalla stazione di Ortona, facente parte della Rete Mareografica Nazionale. Tale stazione si trova nel Comune di Ortona, presso il Molo Martello all'interno delle aree portuali, alle coordinate geografiche 42°21'21,24"N e 14°24'53,50"E, ad una distanza dalle opere di progetto compresa tra circa 5,0 e 8,5 km.

Le caratteristiche meteorologiche sono state analizzate anche facendo riferimento ai contenuti del documento "Analisi di dettaglio monografica – Unità Fisiografica UF-6 (dal Darsena di Francavilla a Torre Mucchia)"²⁰, aggiornato al 2021 e redatto nell'ambito del Piano di Difesa della Costa.

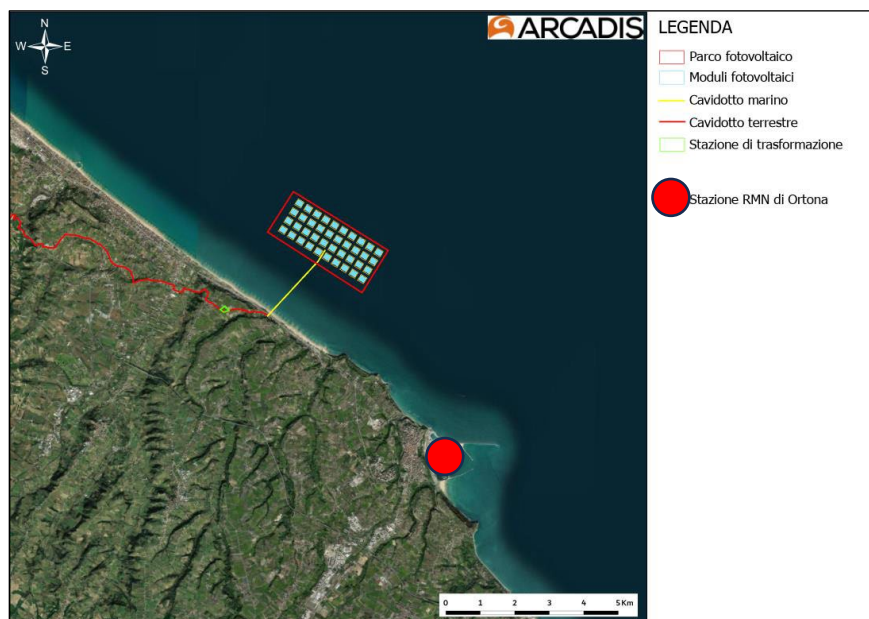


Figura 14: Stazione di Ortona²¹

¹⁹ Tavola1_Inquadramento su Ortofoto-signed.pdf

²⁰ https://www.regione.abruzzo.it/system/files/urbanistica-territorio/pianificazione-territoriale/analisi-dettaglio-monografica/uf06_ancora_rep_22_06_dettaglio.pdf

²¹ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

Relativamente al regime anemometrico, il Proponente ha elaborato le intensità medio-rappresentative dei venti per il triennio 2020-2022 sulla base delle velocità giornaliere rilevate dalla stazione di Ortona: il valore medio assoluto risulta essere pari a 2,79 m/s, con valori massimi, osservati nei mesi di febbraio, pari in media a 6,34 m/s.

Con riguardo alla direzione ed alla frequenza dei venti, elaborate attraverso i dati ottenuti dalla stazione di Ortona nel triennio di osservazione 2020-2022, il Proponente ha ricavato le direzioni di vento prevalente e dominante.

Secondo la direzione prevalente, (massima frequenza di osservazione) il vento spiran in direzione W-E (vento di Ponente - W), con frequenza pari al 13,4%. Riguardo invece alla direzione dominante (massima velocità rilevata), il vento spira in direzione W-E (vento di Ponente - W), con velocità massima sino a 10,7 m/s.

La direzione dei venti appare spiccatamente concentrata nel quadrante WSW-NNW, con rilevanza nettamente inferiore per le restanti direzioni geografiche.

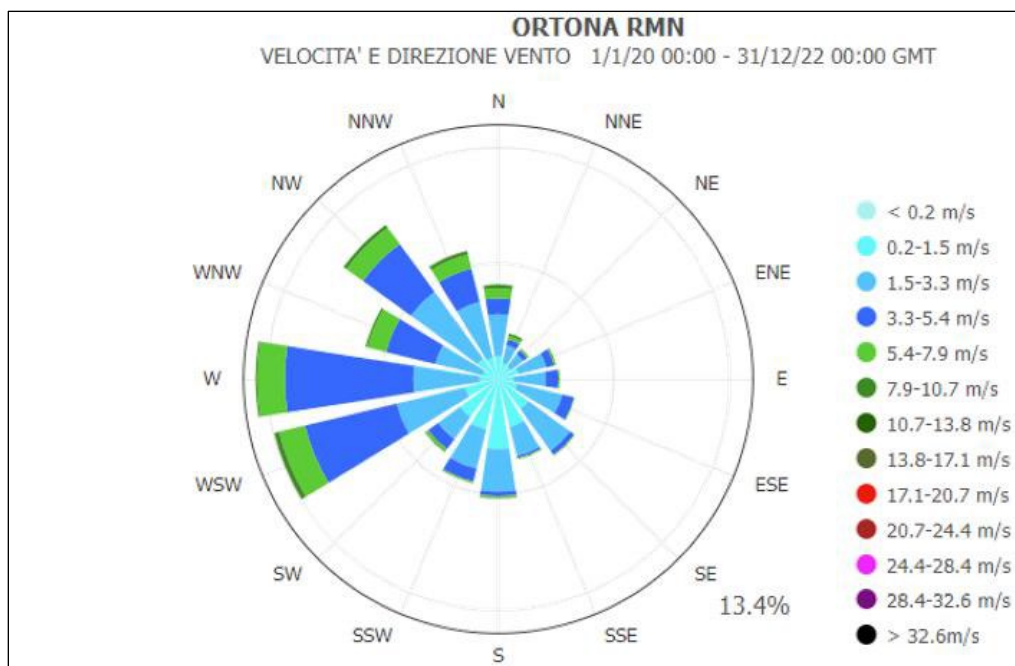


Figura 15 - Rosa dei venti per il triennio 2020-2022 rilevata presso la Stazione di Ortona (Fonte: ISPRA)²²

Sulla base di quanto riportato nel documento "Analisi di dettaglio monografica - Unità Fisiografica UF-6 (dal Darsena di Francavilla a Torre Mucchia)", il Proponente rappresenta che le porzioni a mare al largo del paraggio in esame rilevano la presenza di venti di Maestrale (NW), Tramontana (N) e Grecale (NE); risulta inoltre evidente anche la presenza di un settore secondario relativo ai venti di Levante (E) e Scirocco (SE).

²² Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

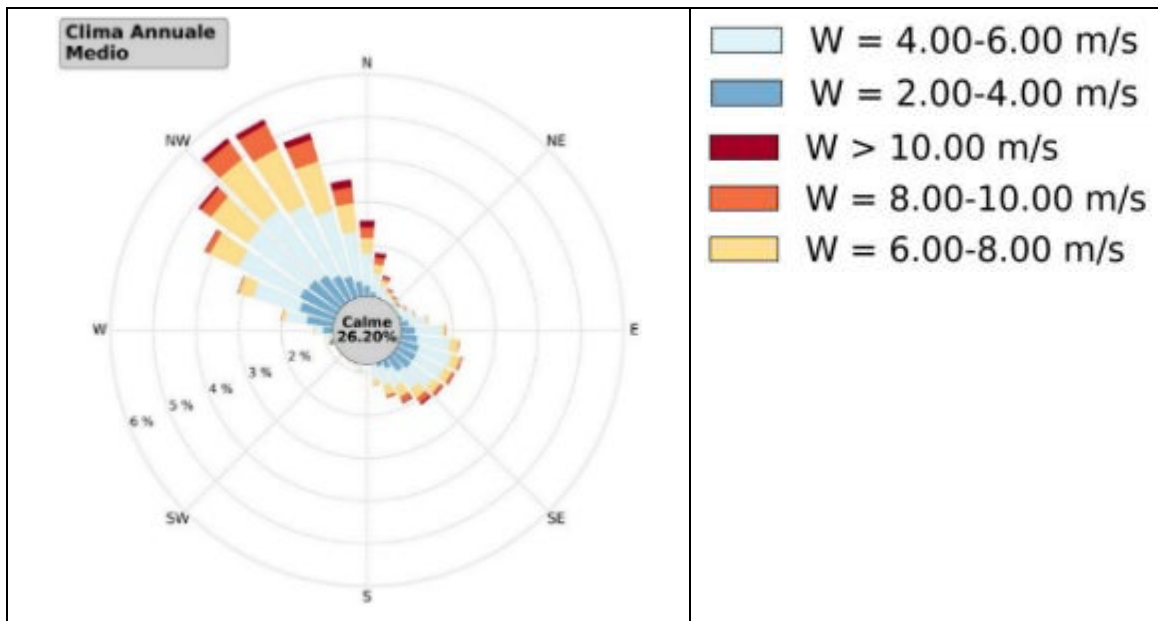


Figura 16 - Rosa dei venti dell'Unità Fisiografica UF-6 (Fonte: Progetto An.Co.Ra - PDC)²³

Dall'analisi del clima medio annuale emerge una velocità media rappresentativa tipicamente pari a circa 4,2 m/s, con punte assolute massime pari a circa 18 m/s (con frequenza di occorrenza pari al 0,01%), maggiormente concentrate nella stagione autunnale

Regime di Moto Ondoso

La rosa ondometrica valutata al largo dell'area di impianto conferma la presenza di un settore principale relativo agli eventi generati dai venti di Maestrale (NW), Tramontana (N) e Grecale (NE), in analogia con l'analisi anemometrica. Dall'esame dell'analisi ondometrica il Proponente rivela la presenza di un settore secondario relativo a venti di Levante (E) e di Scirocco (SE). Dall'analisi ondometrica al largo dell'area di impianto, elaborato sulla base del clima medio annuale emerge pertanto un'altezza d'onda media pari a circa 0,63m, con altezze d'onda massime assolute (> 4 m) ascrivibili alla stagione autunnale ed invernale.

L'altezza d'onda significativa degli stati di mare provenienti dal settore principale varia da 3 m (tempo di ritorno 1 anno) a 8 m (tempo di ritorno 200 anni), passando per un valore centennale pari a 7,3 m; per il settore secondario, i valori risultano compresi da 2,1 m (tempo di ritorno 1 anno) a 7,1 m (tempo di ritorno 200 anni), con un'altezza d'onda significativa centennale pari a 6 m.

Tutto ciò premesso

la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC

RITIENE

²³ Scoping VIA_Renewables Abruzzo-signed.pdf

che, in merito all'Istanza per l'avvio della consultazione per la definizione dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 21 del D.Lgs. 152/2006 relativa al progetto di realizzazione "Impianto fotovoltaico offshore Abruzzo" ID 10183 dovranno essere approfonditi e sviluppati con relativo livello di dettaglio i seguenti argomenti:

1 Redazione del SIA

- 1.1 Il Proponente dovrà redigere ed organizzare il SIA secondo i contenuti minimi riportati nell'Allegato VII alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 s.m.i. e sulla base delle Linee Guida SNPA 28/2020.

2 Alternative Progettuali

La Commissione rileva che la distanza minima dalla linea di costa dell'impianto proposto può non garantire i requisiti minimi legati alla sicurezza della navigazione. Pertanto, è opportuno che il Proponente proceda ad individuare superfici marine alternative e che consideri, con la necessaria attenzione, gli aspetti relativi alla sicurezza e gli impatti ambientali come indicato ai punti 3-13.

A tal fine il SIA dovrà essere corredato di un approfondito studio delle alternative progettuali fornendo documentazione appropriata come di seguito riportato.

- 2.1 Dovrà essere presentata l'analisi delle alternative di progetto comprendente:
 - 2.1.1 l'alternativa zero;
 - 2.1.2 l'alternativa equivalente di fotovoltaico *onshore* e/o di produzione di energia da altre fonti;
 - 2.1.3 una stima delle emissioni evitate di CO₂, NO_x, SO_x rispetto ad una centrale termica di pari potenza;
 - 2.1.4 l'alternativa di posizione e dimensione dell'impianto fotovoltaico in modo da limitare l'impatto sulla fauna marina, sull'avifauna, sulla biocenosi bentonica, sul traffico marittimo e diminuire l'impatto visivo dalle località costiere particolarmente votate al turismo;
 - 2.1.5 l'ubicazione della stazione elettrica, eventualmente completamente immersa o costruita sulla terraferma, e il tracciato dei cavidotti sia a terra che a mare in modo da diminuire l'impatto ambientale. Nell'analisi delle alternative si dovrà mettere a confronto gli impatti ambientali negativi/positivi, tenendo conto anche di volumi e qualità chimica (contaminanti) delle terre e rocce da scavo a terra e in mare;
 - 2.1.6 tracciato del cavidotto terrestre confrontando soluzioni che evitino il passaggio nelle aree della "Rete Natura 2000" o che comunque lo mitigano passando in TOC e inquadrare le lavorazioni nelle diverse stagionalità.
- 2.2 Dovrà essere fornita un'analisi delle soluzioni tecniche disponibili per tutte le parti dell'impianto con annesse le motivazioni della scelta sulla base delle tecnologie più aggiornate, delle caratteristiche locali del sito, per assicurare che la soluzione economicamente praticabile coniughi una efficiente generazione di energia rinnovabile con un ridotto impatto ambientale.

2.3 Dovrà essere discussa la scelta dei materiali utilizzati in termini di cessione di sostanze chimiche, del loro fine vita e, quindi, del futuro recupero.

3 Aspetti Progettuali

- 3.1 *Cantierizzazione*: descrivere in maniera dettagliata le caratteristiche del porto che ospiterà l'allestimento delle strutture offshore e dei porti usati come base per le operazioni di manutenzione. Particolare dettaglio si richiede nella descrizione dell'allestimento dei moduli fotovoltaici, della stazione elettrica e delle opere di connessione, nella descrizione delle operazioni di rimorchio di queste parti sia in fase di allestimento dell'impianto fotovoltaico che di eventuale manutenzione e nella determinazione del valore di immissione di inquinanti dovuto a tale trasporto.
- 3.2 *Sottostazione elettrica*: dovrà essere presentato un progetto dettagliato della soluzione (incluse le opere di scavo e realizzazione della stessa) corredato di tutti gli elementi di collegamento all'impianto e descrittivo delle operazioni e dei mezzi utilizzati in fase di installazione.
- 3.3 *Piattaforme*: dovranno essere fornite indicazioni puntuali sulle caratteristiche geometriche delle piattaforme, il relativo posizionamento e i materiali che le costituiscono, descrivendo tutte le soluzioni tecnologiche utilizzate, avendo cura di adottare quelle che abbiano TRL (Technology Readiness Level) non minore di 9.
- 3.4 *Cavidotti*: per quanto concerne i cavidotti di connessione tra i pannelli fotovoltaici e i moduli di conversione, andrà descritto il layout con cui verranno posati, valutato il campo elettrico e magnetico e le distanze di prima approssimazione; per i cavidotti di connessione alla stazione elettrica andranno dettagliate le dimensioni e profondità dello scavo per la parte di cavidotto dall'approdo alla SE e le interazioni con le caratteristiche geomorfologiche ed idrologiche del sito.
- 3.5 *Manutenzione*: descrivere le frequenze, le caratteristiche e gli impatti degli interventi di manutenzione ordinaria prevista ed elencati gli eventi che potrebbero richiedere una manutenzione straordinaria, comprensivi di tempi di risposta tra il verificarsi dell'evento e l'intervento anche in condizioni meteorologiche avverse o, eventualmente, valutare l'installazione di un presidio fisso in prossimità dell'impianto fotovoltaico. Per le piattaforme, le attività di manutenzione e di rimozione del "biofouling" dovranno essere previste con mezzi a basso impatto ambientale e programmate in modo da diminuire al massimo l'intorbidamento delle acque e la diffusione di sostanze inquinanti. Al fine di determinare la frequenza e le metodologie di intervento sull'opera viva, tenere anche in conto dei fenomeni di corrosione generati, ad esempio, da correnti galvaniche, biofilm, reazioni chimiche, etc.
- 3.6 *Interazione fluido-struttura*: il SIA dovrà riportare la previsione della risposta delle strutture offshore al moto ondoso (includendo fenomeni di overtopping) e al vento. In particolare, dovranno essere definite le risposte dell'array alle sollecitazioni dovute alle diverse condizioni di mare possibili nell'area, valutandole per il sistema accoppiato piattaforme/linee di ormeggio ed assicurandosi dell'assenza di fenomeni di risonanza e dettagliando lo Stato Limite Ultimo (SLU).

- 3.7 *Dinamica dei galleggianti*: il SIA dovrà riportare gli operatori di risposta dell'impianto di strutture galleggianti nelle diverse condizioni di mare, vento e corrente possibili nell'area di installazione, verificando che i moti indotti dalla struttura galleggiante non introducano instabilità.
- 3.8 *Sicurezza alla navigazione*: prevedere le misure dell'area interdetta alla navigazione. Esse andranno correlate con: 1) la dispersione di parti di impianto nel caso di rottura, 2) la possibile avaria motore di imbarcazioni che passano nelle immediate vicinanze e il tempo necessario per il soccorso, 3) il contrasto di impatto con oggetti galleggianti alla deriva. Le aree interdette alla navigazione andranno individuate, con provvedimenti interdittivi (Ordinanze) emanate dalle Autorità Marittime competenti.
- 3.9 *Cyber security*: inserire chiare indicazioni sulla gestione della sicurezza fisica ed informatica dell'OT (*operational technology*), indicando ruoli professionali e standard di riferimento che saranno utilizzato in tale gestione.
- 3.10 *Piano di emergenza*: presentare un piano di emergenza che contempli le azioni da mettere in opera in casi di eventi non prevedibili con potenziale disastroso per l'ambiente o per gli utilizzatori dello spazio costiero (come, ad esempio, la deriva o l'affondamento di oggetti di dimensioni notevoli, sversamento di sostanze inquinanti in mare, etc.). Esso dovrà essere condiviso e periodicamente revisionato con tutti gli Enti competenti.
- 3.11 *Fattibilità tecnica*: trasmettere la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) definitiva per la connessione alla RTN dell'impianto di generazione, benestariata dal Gestore e formalmente accettata dal Proponente. Verificare la compatibilità con il "Piano di Gestione dello Spazio Marittimo Italiano".
- 3.12 In considerazione di un eventuale posizionamento in mare aperto dell'impianto e, quindi, in assenza di alcun tipo di ridosso naturale o artificiale, in via preventiva, il Proponente deve considerare idonee strutture per la messa in sicurezza dell'impianto medesimo. In particolare, in funzione della soluzione tecnologica scelta per il sistema galleggiante, valutare il ricorso ad un sistema di wave breaking che smorzi l'onda incidente. Valutare, inoltre, gli impatti generati dall'impianto in termini di erosione costiera, confrontando gli scenari con e senza l'impianto.
- 3.13 *Computo metrico*: fornire un documento con una descrizione dettagliata dei costi previsti.
- 3.14 Descrivere le modalità di installazione dell'impianto fotovoltaico flottante in mare (assemblaggio, rimorchio dei materiali, caratteristiche delle navi per l'installazione della stazione elettrica).
- 3.15 Fermo restando che le fasi di produzione e di assemblaggio dei moduli debbano seguire in via preferenziale la filiera nazionale/europea ed avvalersi dell'impiego di forza lavoro locale, si richiede di quantificare il personale impiegato in tutte le fasi (cantiere, esercizio, dismissione) suddiviso nelle seguenti attività: progettazione esecutiva; acquisti ed appalti; Project Management, Direzione lavori e supervisione; sicurezza; lavori civili; lavori meccanici; lavori elettrici; lavaggio moduli; controlli e manutenzioni

opere civili e meccaniche, verifiche elettriche; smontaggio delle strutture metalliche; lavori di rimozione delle apparecchiature elettriche.

- 3.16 Si richiede di fornire in modo dettagliato, e in cartografia apposita, la dislocazione della buca giunti indicandone le coordinate geografiche.
- 3.17 Valutare l'effetto "calore" generato dal cavidotto. Nella documentazione specialistica si riporta che *"gli aumenti di temperatura vicino al cavo possono modificare le proprietà chimiche e fisiche del substrato e può potenzialmente causare piccoli cambiamenti spaziali nella struttura della comunità bentonica, tuttavia, non si possono trarre conclusioni sugli impatti ecologici della radiazione termica di lunga durata sugli ecosistemi, ma considerando la ristrettezza del corridoio e la prevista debolezza della radiazione termica, gli impatti non sono considerati essere significativi"*. Su questo aspetto è necessario condurre uno studio specifico a dimostrazione che non vi siano né interferenze né impatti sugli ecosistemi.
- 3.18 In merito all'impianto di accumulo, il quadro conoscitivo relativo alla soluzione tecnologica adottata dovrà rappresentare un'analisi comparativa delle tipologie di batterie attualmente disponibili: litio-ioni, a circolazione di elettrolita, con elettrolita acquoso (piombo acido, nichel/cadmio, nichel/metal idruro), ad alta temperatura (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel). La soluzione adottata dovrà essere individuata a seguito dell'analisi dei contenuti della tabella comparativa sopra richiamata, con particolare riferimento al tempo di vita, ai cicli di carica/scarica, alla manutenzione, ai costi di installazione e di esercizio. Dettagliare altresì le procedure che saranno necessarie all'atto della dismissione degli accumulatori, al termine del ciclo di vita. Si richiede inoltre di rappresentare lo schema di esercizio del BESS (accumulo e rilascio dell'energia, regolazione del flusso per renderlo più costante possibile).
- 3.19 Rappresentare i gradi e le regole di accessibilità e fruibilità da parte di terzi delle aree marine interessate dalle opere, con riguardo alla continuazione delle attività esistenti (ripopolamento e sorveglianza sanitaria, piccola pesca legittima, attività sportive, ...). Analizzare anche l'interferenza del progetto con il traffico delle imbarcazioni.
- 3.20 Identificare l'area di stoccaggio dei materiali durante le fasi di cantiere e di dismissione, predisponendo anche apposita cartografia dove dovranno essere indicate le aree effettivamente utilizzate. Si rappresenta che, alla luce di quanto esposto dall'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale²⁴ relativamente all'indisponibilità delle aree prescelte per lo stoccaggio, il Proponente ha l'onere di individuare altri spazi per la conduzione delle attività previste sulla terraferma;
- 3.21 L'interferenza del progetto con il traffico delle imbarcazioni, in maniera aggregata e di dettaglio per tipologia di traffico.
- 3.22 Dettagliare il sistema di manutenzione in corso di esercizio dell'opera e del lavaggio periodico dei pannelli, vista l'eventuale posa di uccelli. Si richiede in particolare una stima della temperatura sulla superficie dei pannelli.

²⁴ <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/10133/14913?Testo=&RaggruppamentoID=1059#form-cercaDocumentazione>

3.23 Relativamente alla vita utile dell'impianto, stimata in 40 anni, il Proponente dovrà dimostrare che i pannelli fotovoltaici prescelti siano tali da non comportare un significativo decadimento delle prestazioni e della producibilità attesa.

Andrà quindi fornito un piano dettagliato di funzionamento dell'impianto con orizzonte temporale impostato sui 40 anni, da concordare con le Autorità competenti e comprensivo sia delle misure da impiegare nel caso in cui non venga assicurata la producibilità dichiarata, sia dell'evoluzione tecnologica dei materiali, sia del contenimento del decadimento prestazionale anche attraverso l'impiego di eventuale ed ulteriore storage di accumulo.

Il piano dovrà inoltre contenere le modalità di smaltimento dei rifiuti e dei costi previsti per la manutenzione.

4 Aspetti Ambientali

4.1 Il progetto dovrà analizzare tutte le componenti ambientali per lo stato ante operam con studi quali-quantitativi e rilevazioni in tutta l'area del sito di installazione di: caratteristiche del fondale e biocenosi bentonica ivi residente, risorsa eolica, correnti marine (compresa la loro variazione lungo la colonna d'acqua) e onde (descritte con il loro spettro direzionale), per ognuna descrivendone la variabilità stagionale.

4.2 Si dovrà effettuare un'indagine acustica in ambiente marino (nel caso di fondazioni fisse) e, su terraferma, dovranno effettuarsi dei rilievi fonometrici preventivi per recettori lungo la costa nei punti più vicini all'area di cantiere.

4.3 Si dovranno prendere in considerazione eventi estremi di vento e onde con periodo di ritorno che non si basi solo sulle rilevazioni storiche disponibili ma che tenga opportunamente in conto anche degli effetti dei cambiamenti climatici sulle condizioni che si possono verificare nella zona interessata dall'impianto fotovoltaico. Tra gli eventi estremi andrà verificata anche la possibilità di interazione con onde anomale.

4.4 Dovranno essere presentate tutte le cartografie relative a: zone di protezione idrogeologica, reticolo idrografico, idrogeologia; le cartografie dovranno rappresentare ben visibili e dettagliate le posizioni del cavidotto e della stazione elettrica.

4.5 Dovranno essere presentate, relativamente all'area onshore e offshore, le relazioni tecniche con relative cartografie, redatte dai professionisti competenti, ed in particolare: geologica, geotecnica, idraulica e di compatibilità idraulica, idrogeologica. Inoltre, le stesse dovranno avere ben evidente la proiezione del layout dell'impianto sulle tavole di riferimento. In particolare, dovranno essere evidenti i vincoli tematici e dettagliate le posizioni del cavidotto, dei meccanismi di protezione del cavidotto e dei singoli ancoraggi.

4.6 Dovrà essere redatto un piano di caratterizzazione e gestione dei rifiuti per le fasi di cantiere, esercizio e dismissione relativo sia alle operazioni a terra che a quelle a mare.

- 4.7 Dovrà essere presentata una relazione dettagliata ed elaborati grafici circa l'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte, anche ai fini dell'applicazione dell'art.109 del d lgs 152/2006.
- 4.8 Dovrà essere presentata una relazione dettagliata con elaborati grafici circa gli interventi ed opere da realizzare in aree ricomprese in siti di interesse nazionale sia lato terrestre che mare, anche in presenza di interventi ed opere che non prevedono attività di scavo ma comportano occupazione permanente di suolo.
- 4.9 Dovrà essere presentata una relazione tecnica dettagliata sugli interventi e sulle attività di bonifica nel sito e nei dintorni prossimi all'area di impianto (sia a terra che a mare); in particolare, la relazione, corredata da opportune planimetrie o cartografie, dà conto delle operazioni di caratterizzazione, degli interventi di bonifica approvati, già realizzati o da realizzare, degli interventi di messa in sicurezza operativa o permanente.
- 4.10 Sarà necessario effettuare una dettagliata descrizione del supporto che verrà fornito alle Autorità competenti nella gestione di eventi di sversamenti di idrocarburi o di sostanze chimiche in mare (e.g. incidenti di navi in transito o di mezzi in attività di manutenzione) nei pressi dell'impianto.
- 4.11 Si dovranno presentare studi atti a confermare la marginalità degli effetti che l'impianto fotovoltaico potrebbe avere sul microclima locale (riscaldamento o raffreddamento delle acque a valle dell'impianto).
- 4.12 In base all'ubicazione della stazione elettrica e al tracciato dei cavidotti sia a terra che a mare; andranno stimati gli impatti di campi magnetici e di emissioni e/o cessioni di sostanze chimiche in fase di cantiere, di esercizio, di manutenzione e dismissione.
- 4.13 Dovranno essere presentate le specifiche tecniche delle vernici (comprese quelle anticorrosive) e delle pitture antivegetative che si intende utilizzare, descrivendone anche possibili alternative e valutando il loro impatto sull'ambiente marino.
- 4.14 Dovrà essere data evidenza delle caratteristiche dei materiali utilizzati per tutte le parti delle fondazioni galleggianti, comprensivi di linee di ormeggio ed ancoraggi.
- 4.15 Dovrà essere presentata una relazione circostanziata, allo stato attuale, della Popolazione e Salute Umana e degli impatti dell'impianto su tale componente nelle fasi di cantiere, di esercizio, di manutenzione e dismissione.

5 Aspetti Socioeconomici

- 5.1 Si ritiene necessaria un'analisi di tipo economico-finanziaria sulla solidità del Proponente, sulle garanzie offerte in termini di sostenibilità degli investimenti e sulle ricadute occupazionali.
- 5.2 Nell'analisi del contesto territoriale, il Proponente dovrà approfondire gli aspetti legati ai possibili impatti sull'attività turistica e sulla pesca. Si ricorda che l'area di impianto dista 2.5km dalla costa.

- 5.3 È necessario relazionare nel SIA anche sugli scambi intercorsi con le Comunità locali e con i rappresentanti delle attività economiche impattate dalla presenza del progetto finalizzati a favorire l'inserimento nel contesto socioculturale dell'intervento.
- 5.4 Andranno stimate e dettagliate le ricadute occupazionali dirette e dell'indotto.

6 Ecologia e Biodiversità

- 6.1 Nel SIA dovranno essere inseriti studi dedicati e descritti dati, raccolti ad hoc, relativamente a:
- ✓ Migrazione/distribuzione di cetacei, altri grandi vertebrati ed eventuali specie minacciate (e.g. *Caretta caretta*) o in pericolo di estinzione;
 - ✓ Presenza di aree di connettività per la fauna;
 - ✓ Migrazione/distribuzione uccelli;
 - ✓ Interazioni con le attività di pesca e/o acquacoltura che insistono eventualmente nell'area (da effettuarsi anche in collaborazione con le Associazioni della pesca territoriali).
 - ✓ Interazioni con Vulnerable Marine Ecosystems, Critical Habitats e biocenosi bentoniche di pregio o di interesse naturalistico.
- 6.2 Condurre un'analisi dettagliata degli effetti dell'ombreggiamento e di eventuali alterazioni del contenuto di ossigeno disciolto sulle specie pelagiche e bentoniche, prestando particolare attenzione ai microrganismi e organismi fotosintetici, anche planctonici.
- 6.3 Condurre un'analisi dettagliata dei potenziali effetti sull'avifauna delle superfici riflettenti dei pannelli.
- 6.4 Prevedere il monitoraggio delle specie aliene marine del tratto costiero e profondo. Tale studio dovrà essere effettuato da esperti biologi marini e di istituti competenti a causa del potenziale effetto delle strutture galleggianti nel promuovere la diffusione potenziale di tali specie.
- 6.5 Valutare la presenza di aree di nursery prospicienti le aree dell'impianto fotovoltaico, con particolare attenzione alle aree in prossimità dei cavidotti, con analisi di eventuali impatti su diverse specie del campo elettromagnetico.
- 6.6 Individuare e stimare gli effetti sulla catena alimentare e sulla salute umana.
- 6.7 Dovrà essere presentato uno studio che, in funzione delle variare caratteristiche di illuminazione e di temperature dell'acqua, valuti la possibilità di proliferazione di specie aliene.
- 6.8 In un'area buffer di raggio pari a 10km ricadono parzialmente le seguente/seguinti aree protette: la "Riserva Naturale Punta dell'Acquabella" (codice EUAP1205), la "Riserva Naturale Ripari di Giobbe" (codice EUAP1206), la "Riserva Naturale Pineta Dannunziana" (codice EUAP1164), la riserva naturale "Pineta di Santa Filomena"

(codice EUAP0029), l'area IBA "Medio Adriatico" (codice IBA222). Quest'ultima è oggetto di prossima istituzione di nuova ZPS denominata "Tremiti".

A queste si aggiunge il Parco Naturale della Costa Teatina²⁵, individuato dalla Legge Regionale 20/03/2007 n. 5 e s.m.i., non ancora stato istituito ma oggetto di proposta di norme di salvaguardia elaborate da ISPRA, comprensive degli strati informativi territoriali di inquadramento.

Si richiede pertanto effettuare il censimento di eventuali nuove aree protette di prossima istituzione, di valutare le interferenze del progetto su tali aree e di redigere uno Studio di Incidenza Ambientale di livello II tenendo in considerazione il documento: "Valutazione di piani e progetti in relazione ai siti Natura 2000 – Guida metodologica all'articolo 6, paragrafi 3 e 4, della direttiva Habitat 92/43/CEE. Comunicazione della Commissione. Bruxelles, 28.9.2021 C (2021) 6913 final." della Commissione Europea ([https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1028\(02\)&from=IT](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1028(02)&from=IT)).

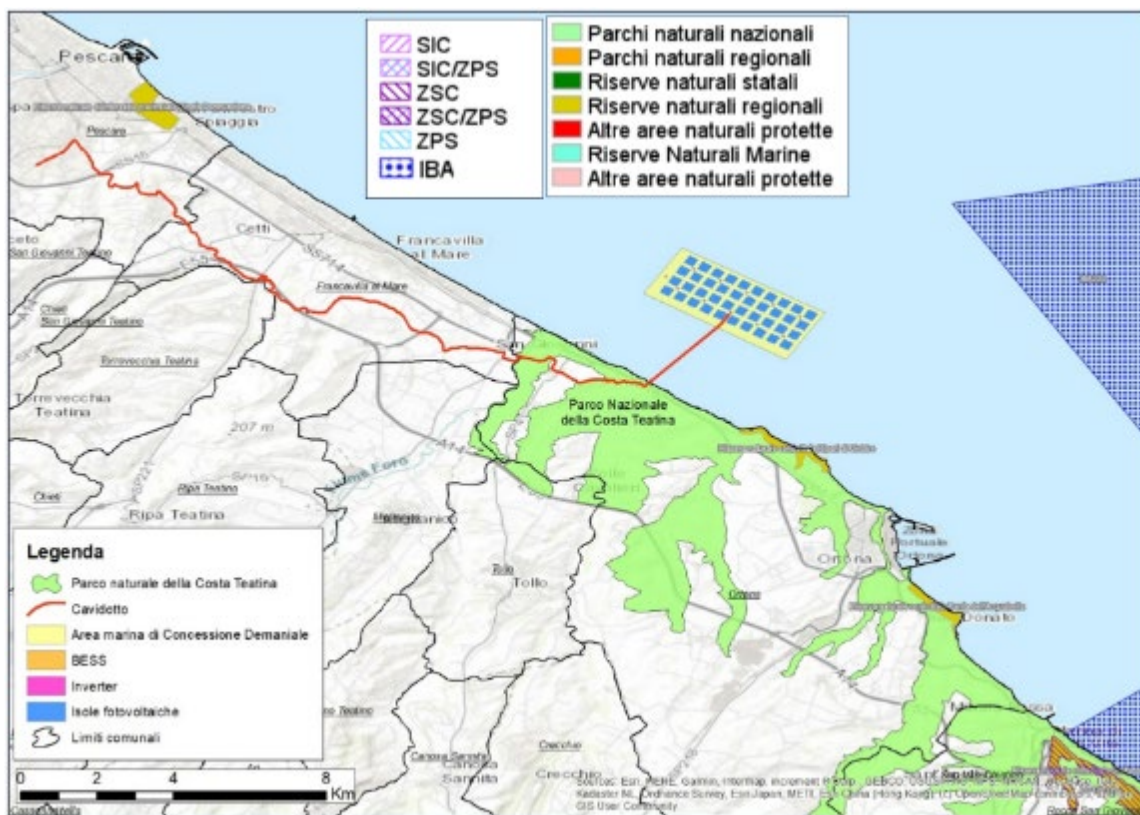


Figura 17: Aree protette in prossimità della zona di impianto. Fonte: Elaborazione della Commissione

7 Piano di monitoraggio ambientale (PMA)

7.1 Presentare un Piano di Monitoraggio Ambientale dettagliato Ante operam, in fase cantiere, in fase esercizio per tutte le componenti ambientali quali: aria, acque superficiali e sotterranee (lato terre), acque di transizione e acque costiere, acque

²⁵ http://storico.comuneortona.ch.it/immagini/news/R01__RELAZIONE.pdf

marine, suolo e fondali); questi ultimi con particolare riferimento ai fondali sia dell'area dell'impianto fotovoltaico, del tracciato del cavidotto e dell'area in cui potenzialmente potrebbero manifestarsi impatti indiretti, come definito nel SIA. Le analisi devono includere tutti i descrittori della Strategia marina (Marine Strategy Framework Directive - MSFD). Inoltre, andrà presentato un Piano di Monitoraggio dei prodotti alimentari di origine marina all'interno ed oltre l'area vasta dell'impianto fotovoltaico relativamente alla migrazione dei contaminanti nei prodotti stessi, ciò anche a salvaguardia della salute umana.

- 7.2 I monitoraggi dovranno essere effettuati in conformità alla normativa generale e di settore vigente a livello nazionale e comunitario. Prima dell'inizio dei lavori, dovrà essere terminato il monitoraggio ante operam, della durata di almeno 12 mesi. Durante la fase di cantiere, il monitoraggio dovrà essere continuativo. Nella fase di esercizio esso dovrà essere periodico con intervalli temporali definiti nel PMA e dovrà soddisfare i requisiti descritti nelle Linee Guida per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) delle opere soggette a procedure di VIA (D.Lgs.152/2006 e s.m.i., D.Lgs.163/2006 e s.m.i. - [https:// va.minambiente.it/it/IT/ Dati EStrumenti/MetadatoRisorsaCondivisione/1da3d616-c0a3-4e65-8e48f67bc355957a](https://va.minambiente.it/it/IT/DatiEStrumenti/MetadatoRisorsaCondivisione/1da3d616-c0a3-4e65-8e48f67bc355957a)).
- 7.3 Le risultanze del monitoraggio dello stato di salute degli ecosistemi marini interessati (acquisite attraverso specifiche campagne di analisi e monitoraggio) dovranno essere confrontate con dati disponibili in letteratura per aree analoghe a quella interessata dall'impianto fotovoltaico.
- 7.4 Il Proponente dovrà produrre il progetto di monitoraggio confermando l'approccio BACI (Before After Control Impact).
- 7.5 Il piano di monitoraggio dovrà riguardare la qualità delle acque marine e dei fondali ante operam, in fase cantiere, in esercizio e di dismissione. Si dovrà porre attenzione anche alla cessione di sostanze chimiche da materiali (verniciature, rivestimenti, impregnazioni) di strutture galleggianti, pale eoliche, sottostazione elettrica e cavidotti, considerando che le cessioni di sostanze chimiche possono essere accentuate dalle azioni meccaniche esercitate su queste parti dall'acqua marina e dalla sabbia sul fondale.
- 7.6 Particolare attenzione dovrà essere posta anche alla presenza in aree prossime o limitrofe a habitat e/o specie di cui agli Allegati I e II della Direttiva Habitat (Dir. n. 92/43/CEE) o di particolare interesse come nursery areas e delle specie di cui all'Allegato I della Direttiva Uccelli (Direttiva 2009/147/CE).
- 7.7 Si dovrà verificare che gli impianti siano realizzati ad una distanza da aree protette, habitat critici e infrastrutture marine (cavi e condotte sottomarine, etc.) tale da non determinare incidenze dirette e indirette.
- 7.8 Sebbene non ci sia un legame diretto tra la cyber security e l'ambiente, il suo monitoraggio è comunque importante a causa dei danni che falle possono arrecare alla natura. Pertanto, in assenza di una legislazione a riguardo, andranno definiti i tempi, le modalità e l'utilizzo delle tecnologie e le modalità di monitoraggio in considerazione dell'evoluzione dei sistemi di cyber security e di formazione del personale a tale riguardo.

8 Beni Culturali e Paesaggistici

- 8.1 Produrre fotoinserti di elevato grado di dettaglio e accuratezza della ricostruzione. Le ricostruzioni dovranno essere previste sia con vista diurna che notturna e prendendo in considerazione gli impianti industriali di cui si ha visuale dai centri abitati.
- 8.2 Si rimanda alla nota del MiC (vedi nota n°3 tabella pag. 6) per maggiori dettagli.

9 Terre e rocce da scavo

- 9.1 Per quanto riguarda le terre e rocce da scavo, produrre una relazione tecnica corredata di planimetria ed elaborati tecnici riportante il percorso interrato dei cavidotti e la costruzione della stazione elettrica di terra, i volumi scavati, profondità di scavo, numero di indagini ciascuno con relativo di campioni prelevati e/o da prelevarsi per la caratterizzazione degli stessi. Ciò secondo quanto previsto dal DPR n°120/2017.

10 Misure di mitigazione

- 10.1 In fase di progetto dovranno essere individuate tutte le possibili soluzioni progettuali atte a ottimizzare l'inserimento dell'opera nel contesto ambientale e a minimizzare gli impatti rilevati in sede di SIA. Tali misure andranno specificate e divise per la fase di cantiere (comprensiva della deposizione del cavidotto) e per la fase di esercizio (comprensiva degli interventi di manutenzione). Il requisito minimo delle misure di mitigazione da prevedere è di limitare l'intorbidamento delle acque, ridurre al massimo l'inquinamento da acque di scolo e da sversamenti accidentali generati da incidenti alle macchine di cantiere e dal trasporto dei materiali e prevenire lo spargimento di rifiuti e di altro materiale di scarto.
- 10.2 Per evitare la dispersione in mare di frammenti di impianto a seguito di incidenti, si dovranno descrivere le tecniche di monitoraggio messe in atto per determinare i danni strutturali, l'affidabilità della tecnologia e la tempestività della risposta di intervento anche durante sollecitazioni dovute a eventi estremi di vento ed onde.
- 10.3 Si dovranno descrivere misure di sicurezza per evitare sversamenti di sostanze inquinanti dai sistemi di conversione. Ugualmente andranno descritte le procedure da attuare per il contenimento di inquinanti in caso di evento accidentale e definita una dotazione antinquinamento per l'immediato impiego (per esempio booms, skimmer, etc.) che potrebbe essere anche integrativa a quella del piano locale antinquinamento.
- 10.4 In fase di cantiere sarà necessario prevedere nel PMA un piano di minimizzazione e mitigazione della torbidità, scegliendo opportunamente le finestre temporali di installazione in funzione delle condizioni di mare e di corrente.
- 10.5 Viene incoraggiata ogni altra innovazione tecnologica tesa a ridurre gli impatti sulla fauna, sulla vegetazione e sulle specie microbiche e algali.

11 Misure di compensazione

- 11.1 Si richiede che il Proponente, anche attraverso la partecipazione delle Comunità locali, valuti efficaci misure compensative proporzionate all'impatto ambientale degli interventi che non sarà possibile mitigare.
- 11.2 Le opere di compensazione dovranno essere finalizzate al riequilibrio del sistema ambientale e potranno essere localizzate all'interno dell'area di intervento, ai suoi margini ovvero, se non vi è altra possibilità, in un'area esterna. Nel caso di impatti non previsti si interverrà secondo quanto previsto dall'art. 28 del D.Lgs 152/2006 (Monitoraggio) proponendo idonee o ulteriori misure compensative.
- 11.3 Nel SIA dovranno essere previste misure di compensazione con particolare attenzione a biocenosi profonde o mesofotiche di interesse naturalistico e a grandi vertebrati marini (e.g., creazione di aree vincolate e gestite a finalità naturalistica all'esterno dell'impianto fotovoltaico). Parimenti bisognerà identificare le modalità di restauro ecologico nei tratti interessati dal cavidotto qualora si presentassero fenomeni di degradamento della prateria di *Posidonia oceanica* o delle foreste algali.

12 Impatti cumulativi

- 12.1 Andranno considerati gli impatti cumulativi su tutte le componenti ambientali degli ecosistemi marini e terrestri e sulla catena alimentare. Nella valutazione degli impatti cumulativi considerare le opere di pari tecnologia presenti, in corso di realizzazione o di autorizzazione presenti nell'area vasta. Inoltre, considerare anche la presenza di altre tipologie impiantistiche di natura industriale e dei possibili impatti combinati con l'opera proposta.
- 12.2 Si rappresenta l'interferenza del progetto con il cavidotto del progetto presentato da NP FRANCAVILLA WIND S.r.l. (IDVIP 10572) "Progetto di un impianto eolico offshore denominato "Parco eolico off-shore Medio Adriatico" per la produzione di energia elettrica, collocato nel Medio Adriatico, di potenza pari a 800 MW e di un impianto storage di potenza pari a 200 MW sito nei comuni di Ortona (CH), Francavilla Al Mare (CH), Ripa Teatina (CH), Torrevecchia Teatina (CH), Chieti (CH), San Giovanni Teatino (CH), Cepagatti (PE), Spoltore (PE), Moscufo (PE) e Collecervino (PE)" (<https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Info/10366>). Si richiede di valutare come risolverla, eventualmente con spostamento dell'area di progetto e/oppure del percorso del cavidotto. In tal caso il Proponente dovrà tener conto della profondità del fondale e delle forze che agiranno sugli ormeggi.

13 Decommissioning

- 13.1 A corredo del SIA, dovrà essere presentato un piano preliminare di Decommissioning degli impianti e delle infrastrutture a supporto (che dovrà essere presentato in forma definitiva 3 anni prima della dismissione). Esso dovrà prevedere: a) le modalità di esecuzione dell'asportazione delle opere, considerando anche l'eventuale presenza di popolamenti bentonici insediatisi alla base delle strutture; b) il recupero dei materiali;

c) gli interventi di restauro ambientale per tutte le aree / habitat marini modificati dall'impianto anche nella fase di decommissioning; d) analisi costi benefici delle diverse opzioni disponibili; e) analisi comparativa delle diverse opzioni disponibili; f) cronoprogramma e allocazione delle risorse.

13.2 Bisognerà adottare tutte le misure di mitigazione per evitare di causare intorbidamento delle acque e limitare le immissioni di rumore in ambiente marine durante tutte le fasi di cantiere

13.3 La modalità di esecuzione della dismissione dovrà altresì minimizzare la perdita accidentale di liquidi e solidi in ambiente marino, oltre che minimizzare le immissioni di inquinanti durante il trasporto nei porti di dismissioni delle parti dell'impianto.

13.4 Il ripristino delle condizioni ambientali dovrà essere effettuato rispettando i criteri e i metodi della Restoration Ecology (come, ad esempio, gli standard internazionali definiti dalla Society for Ecological Restoration, www.ser.org).

14 Ulteriore documentazione

14.1 Considerare quanto richiesto nei contributi pervenuti dal Ministero della Cultura - Soprintendenza Speciale con nota al MASE Prot. 0022786-P del 06/10/2023 (documento assunto agli atti dal MASE con prot. n. 0159563) dell'11/10/2023, nelle osservazioni del Ministero della Cultura - Soprintendenza speciale per il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza in data 06/10/2023 (documento assunto agli atti dal MASE con prot. n. 0165639 del 17/10/2023), nel contributo istruttorio pervenuto dal Ministero della Cultura - Soprintendenza Speciale con nota al MASE Prot. 0023020-P del 09/10/2023 (documento assunto agli atti dal MASE con prot. n. 0160543 del 30/10/2023)

14.2. Tenere conto altresì di quanto rappresentato dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti- Capitaneria di porto di Ortona (Servizio: Personale marittimo, attività marittime e contenzioso Sezione: Demanio e contenzioso) nella citata nota del 12.9.2023, in merito alla sospensione, disposta dalla stessa Capitaneria, dell'istruttoria demaniale fino all'avvio presso il MASE del procedimento di "Autorizzazione unica" di cui all'art. 12, comma 3, 3° periodo, del d.lgs. n. 387 del 2003, e circa la sovrapposizione parziale dell'area marittima richiesta in concessione dalla "Fred Olsen Renewables Italy s.r.l." a quella oggetto di una precedente richiesta di concessione demaniale ad opera di altro soggetto.

Il Coordinatore della Sottocommissione PNIEC

Prof. Fulvio Fontini

(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)